

中国电气工程大典编辑委员会



CHINA ELECTRICAL
**中国电气
工程大典**
ENGINEERING CANON

第 7 卷

可再生能源发电工程

主编 严陆光 顾国彪 贺德馨
孔力 陈勇



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

组 编

中国电工技术学会
中国机械工程学会
中国电机工程学会
中国动力工程学会
中国水力发电工程学会

《中国电气工程大典》

- 第1卷 现代电气工程基础
- 第2卷 电力电子技术
- 第3卷 电气工程材料及器件
- 第4卷 火力发电工程(上、下)
- 第5卷 水力发电工程
- 第6卷 核能发电工程
- 第7卷 可再生能源发电工程
- 第8卷 电力系统工程
- 第9卷 电机工程
- 第10卷 输变电工程
- 第11卷 配电工程
- 第12卷 船舶电气工程
- 第13卷 交通电气工程
- 第14卷 建筑电气工程
- 第15卷 电气传动自动化

ISBN 978-7-5085-8421-4



9 787508 384214 >

定价: 220.00元

CHINA ELECTRICAL

中国电气 工程大典

ENGINEERING CANON

中国电气工程大典编辑委员会

www.plcworld.cn

第 **7** 卷

可再生能源发电工程

主编 严陆光 顾国彪 贺德馨
孔 力 陈 勇



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内 容 提 要

《中国电气工程大典》是由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会共同组织全国电气工程各领域的著名专家、学者编纂而成的。它是一部全面系统反映电气工程各领域最新成就和技术水平的综合性工具书。《中国电气工程大典》包括现代电气工程基础、电力电子技术、电气工程材料及器件、火力发电工程、水力发电工程、核能发电工程、可再生能源发电工程、电力系统工程、电机工程、输变电工程、配电工程、船舶电气工程、交通电气工程、建筑电气工程、电气传动自动化15卷。

本书为第7卷，可再生能源发电工程卷，主要内容包括概论、太阳能光伏发电技术、太阳热发电、风力发电、生物质能发电、海洋能发电、地热能发电。

本书主要供电气工程领域技术人员和管理人员使用，也可供高等院校相关专业师生参考。

www.plcworld.cn

图书在版编目(CIP)数据

中国电气工程大典，第7卷，可再生能源发电工程 / 严陆光等主编；中国电气工程大典编辑委员会编。—北京：中国电力出版社，2009

ISBN 978-7-5083-8421-4

I. 中… II. ①严…②中… III. ①电力工程-中国②再生资源：能源-发电-中国 IV. TM TM61

中国版本图书馆CIP数据核字(2009)第013808号

中国电力出版社出版发行

(北京三里河路6号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京盛通印刷股份有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2010年1月第1版 2010年1月北京第1次印刷

880mm×1230mm 1/16 • 42.625印张 • 1893千字 • 1插图

定价 220.00元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签，加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题，我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

中国电气工程大典

编辑委员会

- 主 任：**陆燕荪 原机械工业部副部长、教授级高级工程师
中国机械工程学会名誉理事长
- 陆延昌 原电力工业部副部长、教授级高级工程师
中国电机工程学会理事长
- 执行主任：**周鹤良 原机械工业部电工局局长、教授级高级工程师
中国电工技术学会名誉理事长
- 宋天虎 原机械工业部科技司司长、教授级高级工程师
中国机械工程学会常务副理事长
- 副 主 任：**潘崇义 中国电工技术学会副理事长、教授级高级工程师
- 吴玉生 中国电机工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 邴凤山 中国水力发电工程学会副理事长、教授级高级工程师
- 严宏强 中国动力工程学会秘书长、教授级高级工程师
- 宗 健 中国电力出版社有限公司董事长、总经理、编审

委 员：(按姓氏笔画排列)

丁杰	卜广金	于龙	于坤山	于明	于新颖	马小亮	马文忠	马伟明	马伟斌
马旭东	马济泉	马晓茜	马隆龙	丰镇平	王之杰	王为民	王正鸣	王占奎	王永骥
王成山	王兆安	王志峰	王作民	王国海	王明渝	王金元	王学伟	王泽忠	王建生
王建华	王绍武	王春华	王厚余	王炳忠	王勇	王素英	王振铭	王乘	王维洲
王景芹	王强	王锡凡	王新新	王黎明	王德宽	王赞基	文习山	文勃宇	方晓燕
方磊	尹天文	邓长胜	孔力	孔伯汉	孔昭年	石萍萍	卢强	卢澎湖	叶奇蕃
田东强	田培斌	史进洲	史毓珍	白少林	白俊光	白晓民	白继彬	冯江华	司马文霞
邢毓史	戎一农	吕征宇	吕鸿达	朱庆明	朱英浩	朱宝田	朱晓明	朱家驹	朱耀泉
仲明振	任兆宏	任修明	任俊生	危师让	鄒雄	刘大明	刘广峰	刘卫宁	刘友梅
刘公直	刘文华	刘平安	刘伟	刘仲儒	刘希清	刘杰	刘尚明	刘国林	刘泽洪
刘建飞	刘建明	刘屏周	刘瑛岩	刘德志	齐剑波	关志成	江秀臣	江哲生	池涌
汤涌	汤蕴林	祁思兰	许江宁	许忠卿	许洪华	阮江军	阮新波	阮毅	孙才新
孙凤杰	孙成群	孙林	孙牧海	严宏强	严陆光	严俊杰	严萍	苏芳琴	杜正春
杜毅威	杨玉岗	杨守权	杨寿敏	杨其国	杨奇逊	杨奇娟	杨怡元	杨俊智	杨耕
杨维迅	杨雯	杨道刚	杨德才	李卫	李文健	李永东	李成榕	李旭	李兴源
李安定	李农	李若梅	李杰仁	李宝树	李定中	李奎	李彦明	李晓明	李颂哲
李朗如	李培植	李盛涛	李崇坚	李道本	李道林	李鹏	李新	李肇林	李耀星
郝凤山	肖立业	肖昌汉	肖辉乾	肖湘宁	肖耀荣	吴正国	吴创之	吴运东	吴志坚
吴国平	吴质根	吴晓波	吴培豪	邱爱慈	何木云	何阿平	何金良	何梓年	何湘宁
何瑞华	佟为明	余志	余贻鑫	邹云屏	邹金昌	邹孟奇	应百川	辛德培	辛耀中
汪继强	汪集阳	汪植生	汪德良	沈小宇	沈江	沈兵	沈邱农	沈梁伟	宋文武
宋汉武	宋哲仁	迟逸	张艺滨	张文才	张玉花	张业广	张乔根	张仲超	张兆鹤
张伯明	张冶文	张启平	张波	张亮	张洪钟	张祖平	张勇传	张晓江	张晓锋
张敏	张望	张景洲	陆永平	陆宪惠	陆俭国	陆剑秋	陆祖良	陆家榆	陆嘉明
陈汉民	陈伟根	陈仲	陈众励	陈庆国	陈坚	陈伯时	陈国柱	陈治明	陈建聪
陈星	陈思椅	陈勇	陈哲良	陈恩鉴	陈雪梅	陈清泉	陈超志	陈敬超	陈辉明
陈黎平	陈德昌	陈德胜	陈德桂	邵岚	苟锐锋	林云生	林公舒	林集明	易学勤
罗永浩	罗景华	金如麟	周小谦	周以国	周双喜	周平	周仲仁	周远翔	周孝信
周建中	周思刚	周家启	周娟	周锡生	郑小康	郑云之	郑永红	郑克文	郑明光
宗建华	宓传龙	孟庆东	赵五文	赵光宙	赵伟	赵红一	赵昌宗	赵治华	赵宗让
赵荣祥	赵相宾	赵洁	赵敏	赵婉君	赵琨	赵毅	赵黛青	荣命哲	胡方荪

胡安	胡学浩	胡振岭	胡鉴清	段善旭	段献忠	侯子良	俞忠德	俞智斌	饶芳叔
施国	施鹏飞	洪元颐	姚本荣	姚尔昶	姚家韩	姚福生	贺建华	贺益康	贺湘琨
贺德馨	骆仲决	秦和	秦裕碧	袁余军	袁建生	袁建敏	都兴有	耿英三	莫会成
贾东旭	夏立	夏祥贵	顾四行	顾国彪	钱昌燕	钱宝良	钱照明	倪维斗	徐元辉
徐凤刚	徐永法	徐兆丰	徐国政	徐洪海	徐殿国	徐铎	徐德鸿	殷禄祺	莫大华
高子瑜	高文胜	高庆国	高京生	高理迎	高培庆	郭天兴	郭国顺	郭保良	郭洁
郭振岩	郭灏	唐任远	唐炬	唐春潮	陶星明	黄少锋	黄仁乐	黄妙庆	黄其励
黄国治	黄学清	黄宝生	黄晓丽	黄崇棋	黄景潮	梅生伟	曹一家	曹惠彬	戚庆成
崔志强	崔翔	康勇	章名耀	章定邦	梁维宏	梁维燕	梁曦东	彭宗仁	葛大麟
葛少云	葛诗慧	葛蓉生	葛溪亭	葛增茂	董卫国	蒋洪德	蒋善定	韩民晓	韩英铎
惠世恩	覃大清	程天麟	程均培	程时杰	程树康	程浩忠	傅书遍	焦依	焦树建
舒惠芬	曾文星	曾正中	曾明富	曾南超	曾雁鸿	曾嵘	游亚戈	谢开贵	谢秋野
雷银照	雷清泉	满慧文	蔡崇积	管瑞良	廖胜松	廖瑞金	缪鸿兴	黎晓晖	颜渝坪
薛以太	戴先中	戴庆忠	戴慧珠	魏光辉					

序

电气工程包括发电工程、输配电工程和用电工程，是为国民经济发展提供电力能源及其装备的战略性产业，是国家工业化和国防现代化的重要技术支撑，是国家在世界经济发展中保持自主地位的关键产业之一。电气工程的产业关联度高，对从原材料工业、机械制造业、装备工业以及电子、信息等一系列产业的发展均具有推动和带动作用，对提高整个国民经济效益，促进经济社会可持续发展，提高人民生活质量有显著影响。

经过改革开放 30 年来的发展，我国电气工程已经形成了较完整的科研、设计、制造、建设、运行体系，成为世界电力工业大国之一。至 2007 年底，我国发电装机容量达 7.13 亿 kW，三峡水电及输变电工程、百万千瓦级超临界火电工程、百万千瓦级核电工程，以及正在建设的交流 1000kV、直流 ±800kV 特高压输变电工程等举世瞩目；大电网安全稳定控制技术、新型输电技术的推广，大容量电力电子技术的研究和应用，风力发电、太阳能光伏发电等可再生能源发电技术的产业化及规模化应用，超导电工技术、脉冲功率技术、各类电工新材料的探索与应用取得重要进展。特别是进入 21 世纪以来，电气工程领域全面贯彻科学发展观，新原理、新技术、新产品、新工艺获得广泛应用，拥有了一批具有自主知识产权的科技成果和产品，自主创新已成为行业的主旋律。我们的电气工程技术和产品，在满足国内市场需求的基础上已经开始走向世界。

电气工程技术的快速发展和巨大成就，要求对原有知识的不断更新，广大电气工程领域的工作者们对新的知识愈加渴求。在原机械工业部陆燕荪、电力工业部陆廷昌两位老部长的倡议和领导下，由中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个全国性学会，联合组织了电气工程各领域近 2000 位专家和学者，历

时4年多，编撰的《中国电气工程大典》现在出版了。这套内容新颖实用的巨著是电气工程领域一项重要的基础性工作，也是我国电气工程技术人员对社会的一项公益性奉献。这部鸿篇巨著不仅具有电气工程技术的知识魅力，同时也具有鲜明的时代特色，相信会为广大读者营造一个开卷有益的氛围。

电能作为目前使用最方便的二次能源，在推动社会进步、促进科学技术发展和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。随着社会的不断进步和人民生活水平的不断提高，电气工程任重而道远，需要依靠科技进步，并用更新的科学知识武装每一位电气工作者，所以，希望这套著作能对电气工程的教学、科研、设计和管理人员有所裨益。

www.plcworld.cn

徐厚迪

二〇〇八年八月十二日

前 言

电的产生和应用是人类有史以来最伟大的科学技术成就之一。电力作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，在推动社会发展、促进科学技术进步和提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。一个多世纪以来，电气技术的不断发展，电力生产及应用的日益增长，迅速改变了人类社会的面貌，也深深影响着人们的生活方式。电气化的程度已成为国家文明程度的重要标志之一。

改革开放 30 年来，我国科学技术取得了突飞猛进的发展，科技创新已成为国家发展的重要战略。在电气工程领域，新原理、新技术、新工艺、新材料得到了广泛应用，涌现出一大批具有自主知识产权的科研成果和产品。三峡电站的建设，大容量高效清洁超临界和超超临界压力机组的迅速发展，特高压交直流输电技术和灵活交流输电技术的发展和运用，先进的核能发电厂及可再生能源发电厂的成功建造，大电网智能化动态稳定监控系统和信息管理系统的广泛应用，具有先进水平的电气装备制造业的高速发展，大容量电能变换与节能节电技术，风力发电、太阳能光伏发电等资源节约、环境友好的新技术的大量应用，计算机和信息技术在电气领域的普及，明显改变着电气工程领域技术发展状况。超导电工技术、脉冲功率技术，纳米材料、永磁材料、有机硅材料等各类电工新技术和新材料的探索与应用，都充分展示了中国电气工程领域所取得的骄人业绩，引起了世界的高度关注。其中许多科研成果和产品，已达到国际先进水平。

电气工程从业人员多，涉及面广，技术进步快，科研成果多，许多科研成果需要总结和积累，许多新的知识需要普及和传播。盛世修典，素有遗风。为反映电气工程领域最新的发展成就，总结已有的科研成果，传播工程领域最新的科学技术知识，中国电工技术学会、中国机械工程学会、中国电机工程学会、中国动力工程学会和中国水力发电工程学会五个学会，联合组织了电气工程各领域的约 2000 位专家和学者，编撰了《中国电气工程大典》。

本套书的编写工作于2004年开始启动，编委会多次召开工作会议，精心组织，按照“取材突出新原理、新技术、新工艺、新材料；内容体现新颖性、先进性、实用性；表达力求简明扼要、深入浅出、直观易懂”的原则，反复讨论并修改编写大纲，确定编写内容。经过4年磨砺，数易其稿，终于付梓出版。《中国电气工程大典》共15卷约5000万字，包括《现代电气工程基础》、《电力电子技术》、《电气工程材料及器件》、《火力发电工程》、《水力发电工程》、《核能发电工程》、《可再生能源发电工程》、《电力系统工程》、《电机工程》、《输变电工程》、《配电工程》、《船舶电气工程》、《交通电气工程》、《建筑电气工程》和《电气传动自动化》。

所有组织者和编著者都把编撰本套书当作电气工程领域建设的一项重要的基础性工作，他们认真负责，辛勤耕耘，倾注了大量心血。本套书在编写出版过程中，得到参与编写的各科研院所、企业、高等院校等单位的大力支持，还得到业内有关院士和专家、学者的热心帮助。正是大家的积极参与和无私奉献，才使得这部大典能顺利编写出版，编委会对他们的奉献和支持表示衷心感谢。

这部鸿篇巨著，涉及电气工程设计制造、建设施工、生产运行、科研教学、工程管理等领域，总结了改革开放30年来电气工程各领域的技术发展与成功经验，展示了各专业领域的最新技术数据、设计经验、科技成果和发展动态，汇集了国内外相关的先进理念和成熟经验，体现了科学性、先进性和实用性的结合，是一套可供电气工程领域专业技术人员和管理人员使用的综合性工具书，也可供高等院校相关专业师生参考。

《中国电气工程大典》的编撰出版工作涉及面广，参与人员多，写作难度大。尽管编撰人员尽心尽力，倾注了无数心血，但书中难免存在缺点和不足之处，恳请读者指正。

中国电气工程大典编辑委员会主任

陆燕荪 陆延昌

本 卷 前 言

整个 20 世纪是化石能源世纪，与此相适应，发电也以煤、气与石油发电为主。随着化石能源开始耗竭，以及使用化石能源引起的环境污染与气候变暖日益严重，人们已普遍认识到，必须最大限度地提高能源生产与利用效率，清洁、高效地利用各种能源，尽快地沿着减小化石能源份额，增大可再生能源与核能份额的方向，逐步建立能源可持续发展体系，有关工作应立即积极推进，力争 21 世纪上半叶能取得明显进展。为此，大力发展大规模可再生能源发电，提高它们的份额的迫切任务已提上了日程。

可再生能源是经利用消耗后可以自然得到不断补充的一次能源，包括太阳能、风能、生物质能、水能、海洋能与地热能六大类，它们广泛存在，取之不尽，用之不竭，是人类可持续依赖的初级能源。可再生能源发电是可再生能源利用的重要方向，经过长期、持续的多方面努力，各种能源均已发展了相应的发电方式，并得到了实际应用，成为电气工程的一个重要的新兴方面。

鉴于水力发电已经成为大规模产业化与应用的领域，我国水电总装机容量已达 1.45 亿 kW，占全国发电总装机容量 7 亿 kW 的 20%，在本《中国电气工程大典》中，另有第六卷《水力发电工程》进行论述，根据分工，本卷《可再生能源发电工程》仅涉及非水能的可再生能源发电，包括太阳能光伏发电、太阳热发电、风力发电、生物质能发电、海洋能发电、地热发电六个部分。这些新兴发电方式充分利用已有的发电技术基础，如在化石能源热发电基础上，发展了地热发电、生物质能燃烧发电、太阳热发电与海洋温差发电。在水力发电基础上，发展了潮汐发电、波浪发电与海流发电，同时也积极发展了一些新型发电技术，如光伏发电、风力发电、海水盐差能发电等。

总的来说，非水能可再生能源发电尚处于初始阶段，在高效、低成本技术的

研发，应用市场的开拓及规模产业的形成等方面近年来已取得了可喜的进展，奠定了较好基础。从 20 世纪 70 年代起，以为我国边远无电地区提供电力为重点，小型离网发电装置实现了产业化。90 年代初开始，多种联网电站蓬勃发展进入了电力系统，为我国电力发展做出了贡献。但离成为占有重大份额的电源系统的需求尚有很大差距，必须采取有力措施来保证其大规模，持续稳定，快速成长。

由于整个领域处于快速发展时期，虽由较长时期从事有关工作的专家编写了有关篇章，难免会有一些不足，恳望广大读者能就所发现的问题及时提出己见与指正，以便进一步改进完善。

严陆光

www.plcworld.cn

目 录

序	3.7 载流子的输运性质	43
前言	3.8 非平衡载流子	44
本卷前言	4 晶体硅太阳能电池物理基础	45
第1篇 概论	4.1 半导体 pn 结	45
第1章 概述	4.2 非平衡状态下的 pn 结	46
1.1 可再生能源	4.3 pn 结电容	47
1.2 可再生能源资源	4.4 浓度结	47
1.3 可再生能源发电技术	4.5 硅太阳能电池构造和工作原理	47
第2章 开发现状和发展趋势	5 晶体硅太阳能电池的性质	47
2.1 风力发电	5.1 光电流和光电压	47
2.2 光伏发电	5.2 等效电路、输出功率和填充因子	48
2.3 太阳热发电	5.3 太阳能电池的效率	49
2.4 生物质能发电	5.4 晶体硅太阳能电池效率极限	49
2.5 海洋能发电	5.5 影响太阳能电池效率的因素	49
2.6 地热发电	5.6 硅太阳能电池的光谱特性	51
参考文献	5.7 硅太阳能电池的温度特性和光照特性	51
第2篇 太阳能光伏发电技术	6 晶体硅太阳能电池的制造	51
第1章 太阳能辐射原理	6.1 硅材料的制备	51
1 太阳辐射的基本定律	6.2 单晶硅锭的制备	52
1.1 直散分离原理	6.3 多晶硅锭的制备	53
1.2 布格—朗伯定律 (Bouguer-Lambert Law)	6.4 硅片的加工	54
1.3 余弦定律	6.5 带硅的制备	54
2 太阳能电池方阵不同运行方式的数学模型	6.6 太阳能电池的制造	54
2.1 辐射量计算的一般方法	6.7 太阳能电池组件的封装	57
2.2 固定安装时的模型	6.8 太阳能电池和组件性能检测	58
2.3 极轴跟踪时的模型	7 肖特基结太阳能电池	58
2.4 全跟踪时的模型	7.1 肖特基结	59
3 太阳能电池方阵面所接收到的太阳辐射的计算	7.2 肖特基结太阳能电池的结构和工作原理	60
3.1 倾斜面上太阳辐射的软件辅助计算	7.3 斜向蒸发电极 (OECC) 太阳能电池	60
3.2 倾斜面上太阳辐射的估算	8 异质结太阳能电池	60
4 中国的太阳能资源	8.1 异质结	61
第2章 晶体硅太阳能电池	8.2 异质结太阳能电池结构和工作原理	61
1 硅的晶体结构	8.3 a-Si/c-Si 异质结 (HIT) 太阳能电池	61
1.1 化学键	9 高效太阳能电池	62
1.2 硅的晶体结构	9.1 发射极钝化及背面局部扩散 (PERL) 太阳能电池	62
1.3 硅晶体的表面与界面	9.2 刻槽埋栅太阳能电池 (BCSC)	62
2 晶体硅的基本物理与化学性质	9.3 叉指式背接触电极太阳能电池 (IBC)	62
2.1 硅的电学性质	9.4 双面太阳能电池	62
2.2 硅的化学性质	9.5 高效低阻硅太阳能电池 (RESC)	62
2.3 硅的光学性质	9.6 背表面反射层 (BSR) 太阳能电池	63
2.4 硅的力学和热学性质	9.7 黑硅太阳能电池	63
2.5 硅的相图	10 晶体硅太阳能电池的发展趋势	63
3 硅的半导体性质	第3章 薄膜太阳能电池	64
3.1 晶体硅的能带结构	1 多晶硅薄膜太阳能电池	64
3.2 半导体的能带模型	1.1 概述	64
3.3 硅晶体的能带结构	1.2 多晶硅薄膜电池发展概况	64
3.4 本征半导体硅与非本征半导体硅	1.3 薄膜硅太阳能电池设计概念	69
3.5 n 型晶体硅和 p 型晶体硅	2 非晶硅薄膜太阳能电池	77
3.6 掺杂半导体的载流子浓度	2.1 概述	77
	2.2 掺杂非晶硅的原子和电子结构	79

2.3 非晶硅沉积	81	4.3 逆变器的控制电路	150
2.4 pin 结非晶硅电池物理基础	84	4.4 逆变器功率器件的选择	150
2.5 多结太阳能电池	88	4.5 逆变器的主要技术性能指标	150
2.6 组件制造	91	4.6 并网逆变器	151
2.7 非晶硅电池未来展望	93	4.7 PWM 方波逆变器产品实例 ——JKFN-2430 型方波逆变器	153
3 CdTe 太阳能电池	93	4.8 SPWM 正弦波逆变器产品实例 ——JKSN-1000 型正弦波逆变器	154
3.1 概述	93	4.9 可调度型并网逆变器 (3kW)	155
3.2 CdTe 性能和薄膜制造方法	95	5 光伏电站交流配电系统	156
3.3 CdTe 薄膜太阳能电池	98	5.1 光伏电站交流配电装置基本原理结构	156
3.4 CdTe 组件	102	5.2 对光伏电站交流配电装置的一般要求	156
3.5 CdTe 电池未来发展趋势	103	5.3 对光伏电站交流配电装置的技术要求	157
4 碲化铜太阳能电池	103	第 6 章 光伏系统应用	158
4.1 引言	103	1 光伏发电系统的主要应用	158
4.2 材料性质	104	1.1 光伏直流照明系统	158
4.3 沉积方法	106	1.2 光伏交流用户电源	158
4.4 结和器件的形成	108	1.3 光伏卫星电视系统	158
4.5 器件运行	110	1.4 集中型光伏村电站	159
4.6 制造问题	112	1.5 风光互补发电系统	159
4.7 CIGS 电池未来展望	114	1.6 直流光伏水泵系统	160
第 4 章 其他太阳能电池	115	1.7 交流光伏水泵系统	160
1 染料敏化电池	115	1.8 太阳能路灯	160
1.1 概述	115	1.9 与建筑结合的并网光伏发电系统	161
1.2 基础与理论	115	1.10 大型并网光伏电站	161
1.3 电池制造	119	2 光伏发电应用系统的设计	161
1.4 最近的研究动态	120	2.1 独立光伏发电系统设计	161
1.5 DSSCs 的商业化途径	122	2.2 交流总线独立混合发电系统介绍	164
1.6 展望	123	2.3 并网光伏发电系统设计	165
2 聚光太阳能电池组件	124	2.4 光伏水泵系统设计	167
2.1 引言	124	2.5 太阳能路灯的设计	169
2.2 光伏聚光组件的基本概念	124	参考文献	173
2.3 光伏聚光技术的发展历程和经验	126	第 3 篇 太阳热发电	177
2.4 聚光器光学	129	第 1 章 概述	179
2.5 目前的聚光器开发活动	135	1 太阳热利用及发电	179
第 5 章 光伏发电系统	136	2 太阳热发电系统的类型和特点	179
1 太阳能电池组件及方阵	136	3 太阳热发电进程	180
1.1 太阳能电池组件的 I/V 特性和相关参数	136	第 2 章 太阳辐射能	183
1.2 温度和光强对太阳能电池组件 输出特性的影响	137	1 太阳能的源泉	183
1.3 太阳能电池的热斑效应	137	1.1 太阳的构造	183
2 储能蓄电池	138	1.2 太阳辐射的起源	183
2.1 铅酸蓄电池的分类、命名和一些常用术语	138	1.3 太阳与地球	184
2.2 VRLA 电池的结构和工作原理	139	2 地球上的太阳能	185
3 充放电控制器	141	2.1 地球大气层上界的太阳能	186
3.1 充放电控制器的功能	141	2.2 地球表面上的太阳能	186
3.2 蓄电池过放电保护基本原理	142	3 斜面上的太阳辐射能	188
3.3 充放电控制器的基本技术参数	144	3.1 斜面上的太阳总辐照度	188
3.4 充放电控制器的分类	144	3.2 水平面上太阳辐射转化或 斜面上太阳辐射	189
3.5 并联型和串联型控制器基本 电路与工作原理	144	4 太阳辐射的测量和资源计算	190
3.6 脉宽调制 (PWM) 三阶段充电控制器	145	4.1 太阳辐射测量和标准	190
3.7 多路控制器	146	4.2 太阳辐射资源计算与分区	193
3.8 智能型控制器	146	第 3 章 太阳热发电基础	195
3.9 最大功率跟踪控制器	147	1 聚光集热	195
4 直流—交流逆变器	148	1.1 聚光基础	195
4.1 光伏发电系统对逆变器的技术要求	148		
4.2 逆变器的分类和电路结构	149		

1.2 集热理论	198	第3章 风力发电机组	263
1.3 聚光集热器及材料	203	1 风力发电机组分类	263
2 热力循环	209	1.1 按运行方式分类	263
2.1 热力学第二定律和卡诺循环	209	1.2 按风轮形式分类	263
2.2 热力发电的基本循环	210	1.3 按功率调节方式分类	263
2.3 现代热力发电循环	211	2 风力发电机组总体布局	264
2.4 新型动力循环	212	2.1 风力发电机组基本方案	264
3 太阳能储存	213	2.2 风力发电机组总体参数	267
3.1 蓄热储能	213	3 风力发电机组设计基础	268
3.2 化学储能	215	3.1 风力发电机组空气动力基础	268
3.3 浓度差蓄热	216	3.2 风力发电机组气动性能计算	272
第4章 太阳能发电系统	218	3.3 风力发电机组载荷计算	275
1 槽式太阳能发电系统	218	3.4 风力发电机组安全系数	280
1.1 工作原理及系统组成	218	3.5 风力发电机组结构强度分析	281
1.2 典型槽式热发电系统	219	3.6 风力发电机组结构动力特性	282
1.3 槽式系统的设计要点	220	4 风力发电机组部件	285
2 塔式太阳能发电系统	223	4.1 风轮系统	285
2.1 系统组成及相关术语	224	4.2 传动系统	289
2.2 典型塔式太阳能发电系统	225	4.3 电气系统	296
2.3 塔式系统的设计要点	230	4.4 偏航系统	299
3 碟式聚光太阳能发电系统	234	4.5 控制系统	301
3.1 碟式聚光太阳能发电系统的组成及相关术语的定义	235	4.6 安全系统	302
3.2 碟式聚光太阳能发电的国内外发展现状和趋势	235	4.7 液压系统	303
3.3 碟式系统关键组件的主要参数和方程	239	4.8 塔架	305
4 其他太阳能发电方式	241	4.9 底座与机舱	306
4.1 太阳池系统	241	第4章 离网型风力发电	307
4.2 CENICOM 太阳热发电系统	242	1 离网型风力发电系统	307
4.3 太阳热气流发电系统	243	1.1 离网型风力发电系统组成	307
第5章 前景展望	244	1.2 离网型风力发电系统设计	307
参考文献	246	1.3 离网型风力发电系统实例	309
第4篇 风力发电	247	2 风—光互补发电系统	309
第1章 概述	249	2.1 风—光互补发电系统组成	309
1 风力发电原理	249	2.2 风—光互补发电系统设计	309
2 风力发电特点	249	2.3 风—光互补发电系统实例	310
3 风力发电现状	249	3 风—柴互补发电系统	310
3.1 风电产业现状	249	3.1 风—柴互补发电系统组成	310
3.2 风电技术现状	250	3.2 风—柴互补发电系统设计	312
4 风力发电趋势	250	3.3 风—柴互补发电系统实例	313
第2章 风特性与风能资源	252	4 风力发电储能	314
1 风特性	252	4.1 化学储能	314
1.1 大气边界层	252	4.2 机电储能	315
1.2 平均风特性	252	4.3 其他储能	315
1.3 脉动风特性	255	第5章 并网型风力发电	317
1.4 极端风特性	257	1 风电并网系统	317
1.5 地貌、地形对风特性影响	258	1.1 风电并网系统组成	317
2 风特性测量	259	1.2 风电场与电网	317
2.1 测量系统	259	1.3 风电并网前期工作	318
2.2 测量方法	260	2 风电与电网相互影响	318
2.3 数据处理	260	2.1 风电对电网频率和有功功率的影响	318
3 风能资源	261	2.2 风电对电网电压和无功功率的影响	319
3.1 风能资源计算	261	2.3 风电对电网谐波、闪变和电压波动的影响	319
3.2 风能资源评估	261	2.4 电网故障对风电的影响	320
3.3 风能资源分布	262	3 风电并网分析计算	320
		3.1 并网线路电压等级	320
		3.2 风电备用容量	320
		3.3 潮流及无功补偿计算	321

3.4 短路电流计算	321	1 风力发电标准	355
3.5 暂态稳定计算	323	1.1 风力发电标准化体系	355
3.6 谐波与闪变计算	323	1.2 国际风力发电标准	355
4 风电并网技术规定	324	1.3 中国风力发电标准	356
4.1 频率	324	2 风力发电设备认证	357
4.2 电压	325	2.1 认证体系	358
4.3 有功功率	325	2.2 整机型式认证	358
4.4 无功功率	325	2.3 风电场项目认证	362
4.5 其他	326	2.4 认证证书	362
5 风力发电短期预测	327	3 风力发电设备检测	363
5.1 预测目的	327	3.1 检测体系	363
5.2 预测系统	328	3.2 安全与功能检测	363
5.3 预测方法	329	3.3 功率特性检测	364
5.4 预测精度	329	3.4 载荷检测	365
6 风电并网系统实例	329	3.5 噪声检测	368
6.1 电网结构	329	3.6 电能品质检测	369
6.2 风电场布局	329	3.7 叶片特性检测	372
6.3 风电机组的模型	330	参考文献	374
6.4 数值仿真	331		
第6章 风电场	333	第5篇 生物质能发电	377
1 风电场项目前期工作	333	第1章 综述	379
1.1 风电场项目前期工作流程	333	1 生物质能资源在我国的位置	379
1.2 风能资源评估	333	1.1 国外生物质能发展趋势	379
1.3 风电场项目规划	333	1.2 生物质能对我国的重要性	379
1.4 风电场项目预可行性研究	333	2 生物质发电的意义	380
1.5 风电场项目可行性研究	334	2.1 较少污染和温室气体排放	380
2 风电场选址	334	2.2 发展接近终端用户的分布式电力系统	380
2.1 风电场宏观选址	334	2.3 发展农业生产和农村经济	381
2.2 风电场微观选址	335	3 生物质发电的技术现状	381
2.3 风电场选址软件	336	3.1 生物质直接燃烧发电	381
3 风电场设计	336	3.2 生物质混合燃烧发电	381
3.1 风电场电气系统设计	336	3.3 生物质气化发电	381
3.2 风电场工程设计	338	3.4 生物质沼气发电	382
4 风电场建设	339	3.5 生物质气化燃料电池一体化发电	382
4.1 风电场建设准备	339	4 生物质发电面临的主要问题	382
4.2 风电场工程施工	340	4.1 生物质供应成本较高	382
4.3 风电场项目调试	341	4.2 自主核心技术严重缺乏	383
4.4 风电场工程验收	341	4.3 投资渠道和投资资金缺乏	383
5 风电场运行与维护	342	5 生物质发电技术的发展趋势	383
5.1 风电场运行	342	5.1 生物质发电利用模式多样化	383
5.2 风电场维护	343	5.2 生物质发电技术多样性	383
6 风电场项目评估	344	5.3 生物质发电投资主体多元化	384
6.1 技术性能评估	344	第2章 生物质资源	385
6.2 财务评价	345	1 生物质能的物质基础及特点	385
6.3 环境影响评价	345	1.1 生物质原料的分类	385
6.4 社会效益评估	346	1.2 生物质的主要化学组成与结构	386
7 近海风电场	346	1.3 生物质燃料的热值	386
7.1 近海风电场前期工作	347	2 中国的传统生物质资源现状及潜力预测	387
7.2 近海风电场建设	349	2.1 农业生物质资源	387
7.3 近海风电场接入系统	351	2.2 林业生物质资源	390
7.4 近海风电场运行和维护	351	2.3 城市生活垃圾资源	394
7.5 近海风电场项目投资	352	2.4 传统生物质资源量的潜力预测	398
8 风电场实例	352	3 中国的能源植物资源现状及潜力预测	399
8.1 陆上风电场实例	352	3.1 能源植物的概念及特点	399
8.2 近海风电场实例	353	3.2 能源植物的种类	399
第7章 风力发电标准、检测和认证	355	3.3 能源植物的培育技术	402

3.4 我国能源植物发展现状	404	1 垃圾发电原理及其现状	452
3.5 能源植物资源的发展潜力	408	1.1 垃圾发电基本原理	452
第3章 生物质燃烧发电	412	1.2 垃圾发电现状	452
1 生物质燃烧原理与技术	412	2 垃圾焚烧发电设备	453
1.1 生物质燃料的性质	412	2.1 垃圾焚烧炉	453
1.2 生物质的燃烧	416	2.2 焚烧炉及余热锅炉高温腐蚀	455
1.3 生物质的焦渣与灰熔特性	417	2.3 垃圾仓	456
1.4 生物质燃烧的腐蚀问题	418	2.4 垃圾起重机	456
1.5 生物质燃烧排放与控制	418	2.5 垃圾焚烧发电厂汽轮机及其系统	457
2 生物质燃烧锅炉	419	2.6 垃圾焚烧发电厂调速技术	458
2.1 生物质床燃烧设备	419	3 自动控制系统	459
2.2 生物质火室燃烧设备	419	3.1 DCS 中央控制系统	459
2.3 生物质流化床燃烧设备	419	3.2 集散控制系统	459
2.4 生物质旋风燃烧设备	420	3.3 备用系统	459
3 生物质直接燃烧发电系统	420	3.4 先进控制技术	460
3.1 常规蒸汽朗肯循环发电	420	4 垃圾焚烧的污染排放与控制	460
3.2 生物质直接燃烧发电系统的预处理系统	420	4.1 垃圾焚烧污染物及其控制标准	460
3.3 生物质直接燃烧热电联供系统	421	4.2 垃圾焚烧中 CO 、 NO_x 、 SO_2 、 HCl 的 排放与控制	461
3.4 生物质直接燃烧发电系统的经济性分析	422	4.3 垃圾焚烧中二噁英的产生与控制	462
4 生物质混合燃烧发电系统	422	4.4 垃圾焚烧废水的处理	464
4.1 生物质直接混合燃烧发电系统	422	4.5 垃圾焚烧灰渣处理	465
4.2 生物质气化混合燃烧发电系统	423	5 垃圾卫生填埋场沼气发电	466
4.3 生物质混合燃烧发电技术的研究应用状况	423	5.1 垃圾填埋气 LFG 的产生	466
4.4 生物质混合燃烧发电存在的问题	424	5.2 LFG 收集与处理	467
5 生物质燃烧发电的案例介绍	424	5.3 发电系统	467
5.1 生物质直接燃烧发电案例	424	6 垃圾发电工程实例	467
5.2 生物质直接混合燃烧发电案例	426	6.1 垃圾焚烧发电工程实例	467
5.3 生物质气化混合燃烧发电案例	426	6.2 LFG 发电工程实例	471
第4章 生物质气化发电	428	6.3 大型垃圾焚烧工程循环半干式 尾气净化技术应用	472
1 生物质气化特性	428	第6章 生物质发电的环境性和经济性	473
1.1 生物质气化原理	428	1 生物质发电的全生命周期评价	473
1.2 气化介质	429	1.1 全生命周期评价的意义	473
1.3 气化过程的反应动力学	429	1.2 生命周期评价方法学	473
2 生物质气化设备	431	1.3 生物质发电系统的生命周期评价	475
2.1 上吸式固定床气化炉	431	2 生物质发电的经济性	482
2.2 下吸式固定床气化炉	432	2.1 影响生物质发电技术经济性的主要因素	482
2.3 层式下吸式气化炉	433	2.2 降低生物质发电成本的主要措施	483
2.4 单流化床气化炉	433	2.3 生物质直接燃烧发电经济分析实例	484
2.5 循环流化床气化炉	433	2.4 生物质气化发电经济分析实例	485
2.6 双流化床气化炉	434	2.5 生物质混合燃烧发电经济分析实例	486
3 生物质燃气的净化	434	参考文献	488
3.1 燃气净化的目的及意义	434	第6篇 海洋能发电	491
3.2 燃气净化方法和净化设备	435	第1章 总论	493
4 生物质燃气的发电技术与设备	444	1 海洋能的分类	493
4.1 内燃机/发电机发电系统	444	1.1 潮汐能	493
4.2 燃气轮机/发电机发电系统	444	1.2 波浪能	493
4.3 燃料电池/燃气轮机发电系统	445	1.3 潮流能	493
5 生物质气化联合循环发电系统	445	1.4 温差能	493
5.1 生物质气化联合循环系统介绍	445	1.5 盐差能	493
5.2 关键技术	446	2 海洋能利用的基本原理与关键技术	493
5.3 示范工程	447	2.1 潮汐发电的原理与技术	493
6 应用实例分析	448	2.2 波浪能的转换原理与技术	494
6.1 小型生物质气化发电系统	448	2.3 海洋温差能的转换原理与技术	494
6.2 中型生物质气化发电系统	449		
6.3 大型生物质气化发电技术的应用	451		
第5章 垃圾发电	452		

2.4 潮流能利用的原理与关键技术	495	3.1 选址	535
2.5 盐差能的转换原理与关键技术	495	3.2 波浪能资源分析	535
3 海洋能发电的利用前景	495	3.3 波浪能系统的优化设计	536
第2章 海洋能资源与评价	496	3.4 海洋工程施工	539
1 海洋能储量及其特征	496	4 波浪能发电装置/电站	540
2 潮汐能资源及其分布	496	4.1 波浪能装置/电站分类	540
2.1 全球海洋的潮汐能资源	496	4.2 波浪能装置的技术评价	540
2.2 中国沿岸的潮汐分布	498	4.3 波浪能装置的经济性分析	540
2.3 中国沿岸的潮汐能储量	499	4.4 世界上近期所建的主要波浪能装置或电站	540
2.4 潮汐能资源评价及电站选址	501	第5章 潮流能	550
3 波浪能资源及其分布	501	1 潮流及其运动特性	550
3.1 全球海洋的波浪能资源	501	1.1 潮流的形成	550
3.2 中国沿岸的波浪分布	502	1.2 潮流运动特性	550
3.3 中国沿岸的波浪能储量	503	1.3 潮流的能量	551
3.4 波浪能资源评价及电站选址	503	1.4 潮流能资源分析	551
4 潮流能和海流能资源及其分布	505	2 潮流发电原理	552
4.1 全球海洋的潮流能和海流能资源	505	2.1 能量转换原理	552
4.2 中国沿岸的潮流能和海流能资源	506	2.2 贝茨 (Betz) 理论	553
4.3 潮流能和海流能资源评价	508	3 潮流发电装置	553
5 温差能资源及其分布	508	3.1 潮流发电系统组成	553
5.1 全球海洋的温差能资源	508	3.2 潮流发电装置分类	554
5.2 中国近海及毗邻海域的温差能资源	508	4 潮流发电装置的设计	556
5.3 温差能资源评价	509	4.1 选址	556
第3章 潮汐能发电	511	4.2 支撑载体设计	557
1 潮汐的特性	511	4.3 水轮机总体参数设计	559
1.1 潮汐现象	511	4.4 机械传动系统设计	561
1.2 潮汐的成因	511	4.5 发电控制系统设计	562
1.3 潮汐能	512	4.6 输电系统设计	562
2 潮汐能转换原理	513	5 潮流发电系统的运行与维护	562
2.1 潮汐能的利用	513	5.1 运行	562
2.2 水轮机的工步参数	513	5.2 维护	562
2.3 水轮机的基本方程式	514	6 潮流发电装置评估	563
3 潮汐电站水轮发电机组	514	6.1 潮流能发电装置的技术评价	563
3.1 贯流式水轮机的种类	514	6.2 潮流能发电装置的经济性分析	563
3.2 贯流式水轮机的优点	516	7 国内外潮流发电站简介	563
4 潮汐电站	517	7.1 英国 SeaFlow 和 SeaGen 潮流发电站	563
4.1 潮汐电站枢纽工程	517	7.2 英国 Stingray 潮流发电站	563
4.2 潮汐电站的运行方式	520	7.3 英国 Polo 潮流发电站	564
5 潮汐能的开发利用	521	7.4 挪威 Hammerfest Stream 潮流电站	564
5.1 概述	521	7.5 意大利 Kobold 潮流发电站	564
5.2 法国朗斯潮汐电站	521	7.6 韩国 GHT 潮流发电站	565
5.3 江厦潮汐试验电站	524	7.7 中国“万向”潮流发电站	565
6 讨论	529	第6章 温差能	566
6.1 我国沿海潮汐能源丰富、开发优势明显	529	1 海水温差能的特性	566
6.2 对潮汐发电工程有关问题的分析	529	1.1 海水温差能产生的原因	566
第4章 波浪能	531	1.2 海水温差能资源特点	566
1 波浪特性	531	2 温差能转换原理	567
1.1 波浪的形成	531	3 温差发电装置	567
1.2 波浪要素	531	3.1 温差发电技术	567
1.3 波浪运动特性	531	3.2 海水温差电站的设计、规划与运行	569
1.4 波浪能量与流密度	532	4 温差发电站	573
1.5 波浪变形	532	4.1 海水温差发电的优缺点	573
2 波浪能转换原理与转换技术	533	4.2 海洋温差发电与利用的中外现状	574
2.1 波浪能转换系统	533	4.3 开式循环 OTEC 的试验设备示范工程	575
2.2 波浪能转换基本原理	533	4.4 海水温差发电的技术难题	575
3 波浪能发电系统的设计与建造	535	4.5 经济与环境的影响	576

参考文献	577	2.2 电站循环热效率、净效率及资源 利用效率计算	605
第7章 地热发电	579	2.3 冷凝温度确定	605
第1章 地热发电概述	581	3 不凝气体的影响及其抽气设备	607
1 地热发电概念	581	4 人口蒸汽过滤器	608
2 地热发电的历史回顾	581	5 地热干蒸汽发电的工程实例	608
3 地热发电的现状	581	5.1 美国 Geysers 地热干蒸汽电站	608
4 世界主要国家地热发电简介	582	5.2 日本松川地热干蒸汽电站	608
4.1 美国	582	第5章 地热水发电	610
4.2 菲律宾	583	1 发电方式	610
4.3 墨西哥	583	1.1 闪蒸系统	610
4.4 印度尼西亚	583	1.2 双工质循环系统	610
4.5 意大利	583	1.3 全流系统	610
4.6 日本	584	1.4 混合系统	610
4.7 新西兰	584	2 单级闪蒸地热水发电	610
5 我国地热发电前景及其发展战略	584	2.1 单级闪蒸热力系统	610
5.1 我国地热发电前景	584	2.2 闪蒸过程与闪蒸器	610
5.2 我国地热发电的发展战略	586	2.3 单级闪蒸热力循环	611
第2章 地热电力资源	587	2.4 单级闪蒸发电能力	611
1 地热资源类型与分布	587	2.5 最佳闪蒸温度与最大的发电能力	611
1.1 全球地热资源类型与分布	587	2.6 最佳闪蒸温度的简化计算公式	612
1.2 我国地热资源类型与分布	587	2.7 地热水最佳蒸发率及最大发电量与热效率	612
2 地热资源勘察评价方法	590	3 两级闪蒸地热水发电	613
2.1 地质学方法	590	3.1 热力系统及热力循环	613
2.2 地球物理学方法	591	3.2 两级闪蒸最佳参数的逐级叠算法	614
2.3 地球化学方法	591	3.3 两级闪蒸最佳闪蒸温度的简易计算公式	615
2.4 地热资源储量计算方法	591	3.4 蒸汽产量及发电量的计算	615
3 地热储工程技术	592	3.5 闪蒸系统终参数的确定	615
3.1 热储数值模拟技术	592	4 三级与多级闪蒸地热水发电	616
3.2 热储示踪技术	592	4.1 热力系统与热力循环	616
4 全球典型地热田	593	4.2 各级闪蒸蒸汽量及闪蒸系统做功的计算	616
4.1 我国西藏羊八井地热田	593	4.3 各级最佳闪蒸温度的逐级计算	616
4.2 我国台湾清水地热田	593	4.4 各级最佳闪蒸温度的简易计算公式	617
4.3 哥斯达黎加的典型地热田	593	4.5 多级闪蒸系统的热经济性比较与计算实例	617
4.4 菲律宾典型地热田	593	5 双工质循环地热水发电	618
4.5 墨西哥典型地热田	594	5.1 朗肯循环与热力系统	618
4.6 印度尼西亚典型地热田	594	5.2 其他高效的双工质循环	619
4.7 新西兰典型地热田	594	5.3 低沸点工质的选择	619
第3章 地热发电的工程热力学基础	595	5.4 双工质循环的设备特点	620
1 地热发电资源及其发电方式	595	5.5 双工质循环的实用性	621
2 地热发电与火力发电比较	595	6 地热水发电工程实例——丰顺地热水电站	621
3 地热发电基本热力过程计算	596	6.1 电站简介	621
4 地热发电热力参数计算	597	6.2 热力系统	621
5 地热发电热力循环分析	600	6.3 设计与运行参数	621
6 地热流体的最大可用功	600	6.4 主要设备及特点	621
6.1 水蒸气循环的地热流体最大可用功	601	6.5 机组的运行	622
6.2 双工质循环的地热水最大可用功	601	6.6 经济性分析	622
7 地热水电站热经济性指标	602	第6章 地热水发电	623
7.1 火力发电厂主要热经济性指标	602	1 分离蒸汽（一级闪蒸）地热发电	623
7.2 地热水资源利用评价指标	603	1.1 蒸汽质量流量确定	623
第4章 地热干蒸汽发电	604	1.2 分离蒸汽电站净功率计算	623
1 背压式地热干蒸汽发电	604	1.3 电站效率计算	623
1.1 电站功率计算	604	2 分离蒸汽—热水闪蒸（二级闪蒸）地热发电	624
1.2 资源利用效率计算	604	2.1 电站净输出功率计算	624
2 凝汽式地热干蒸汽发电	605	2.2 电站净效率计算	624
2.1 凝汽式地热干蒸汽电站功率计算	605	3 单级闪蒸地热水湿蒸汽发电	625

4 两级闪蒸地热湿蒸汽发电	626	2 地热流体输送	645
4.1 蒸汽产量计算	626	2.1 地热流体输送方式	645
4.2 电站净输出功率及净发电量计算	627	2.2 管道材料	646
4.3 电站净效率计算	627	2.3 管道保温	646
5 全流系统地热发电	628	2.4 管道布置与敷设	647
6 地热湿蒸汽发电的工程实例	629	2.5 管道热力计算	647
6.1 我国羊八井地热电站	629	3 地热电站调节	648
6.2 日本八町原地热电站	629	3.1 地热电站调节方式	648
6.3 新西兰 Wairakei 地热电站	630	3.2 地热电站调节系统	648
第7章 地热发电的特殊能量转换系统	632	3.3 地热电站调节系统有关部件的特点	649
1 单级闪蒸—双工质循环地热发电	632	4 地热电站的防腐防垢	649
1.1 电站净功率、净发电量计算	633	4.1 地热腐蚀原理	649
1.2 电站净效率及资源利用效率计算	633	4.2 地热流体主要腐蚀成分	649
2 两级闪蒸—双工质循环地热发电	634	4.3 地热防腐措施	650
2.1 电站净功率及净发电量计算	635	4.4 地热除垢防垢措施	650
2.2 电站净效率及资源利用效率计算	635	5 地热电站的环境保护	651
3 单级闪蒸—双工质循环联合地热发电	638	5.1 典型地热田的开发效应	651
4 地热发电未来展望	641	5.2 地热电站对环境的影响	652
4.1 地压地热发电	641	5.3 地热污染的防治措施	653
4.2 干热岩地热发电	641	5.4 地热开发的环境质量评价	654
4.3 岩浆地热发电	642	6 地热电站的经济性分析	655
第8章 地热发电相关技术	643	6.1 基本概念和术语	655
1 地热井口设备	643	6.2 经济性分析方法	655
1.1 地热井泵	643	6.3 地热电站敏感性分析	656
1.2 地热井口装置	643	6.4 地热发电成本概论	656
1.3 汽水分离装置	644	符号对照表	658
1.4 地热水除砂	644	参考文献	659
1.5 地热水除铁	645		

第 1 篇 概 论

主编单位：中国科学院电工研究所

中国科学院广州分院

主 编：严陆光 顾国彪 李安定 孔 力 陈 勇

编写人员：严陆光（中国科学院电工研究所）

李安定（中国科学院电工研究所）

陈 勇（中国科学院广州分院）

第1章 概述

1.1 可再生能源

可再生能源是利用消耗后可以自然得到不断补充的再生能源，它包括太阳能、风能、生物质能、水能、海洋能、地热能六大类。可再生能源广泛存在，取之不尽，用之不竭，是人类可依赖的、可持续的初级能源。

化石能源尚未得到大规模开发应用的19世纪以前，它作为主要能源支撑着整个人类生存与发展的能源要求，生物质能、太阳能与地热能的热利用，水能与风能的动力利用在我国有着数千年的悠久历史。当化石能源已成为主要能源的今天，水力发电已成为电力的重要支柱，其总装机容量已占全国电力总装机容量的五分之一以上，实现了大规模产业化与应用，非商品的生物质能仍在广大农村地区发挥着重要作用，其耗量约占全国总能耗的20%。自20世纪70年代以来，随着化石能源出现日渐枯竭的迹象和环保意识的日益增强，积极推进可再生能源研究发展与应用的开始起步，且得到了多方面的实际应用，经济性能大大改善，相关产业开始形成，并取得了令人鼓舞的进展，为其进一步发展奠定了良好基础。21世纪上半叶，化石能源虽仍是主要能源，但其份额明显下降，全球范围内能源结构调整，且向可持续能源系统过渡的过程已经开始，因此可再生能源在整个能源供应中的份额将逐步提高，进而成为能源持续、协调、稳定发展的支柱。可见，发展大规模可再生能源的任务已经提上日程。可以期望，在未来的几十年内，大规模可再生能源的技术、产业与应用将会出现快速蓬勃发展的局面。

根据各类可再生能源自身的特点与对能源的多方需求，大规模发展形成了不同优势的应用领域。例如，水能与风能主要用于发电；地热能以热利用为主，辅之以发电；生物质能可用于热利用、发电和制造液体燃料；它是化石燃料耗竭后唯一能转化成液体燃料的初级能源；太阳能可用于发电、热利用、制氢，以及大规模能源植物的生长；海洋能用于发电已有多种尝试，但大规模前景尚有待进一步研究与开发。由于本卷是《可再生能源发电工程》，从而只研究各种可再生能源发电的有关问题。关于水力发电已大规模产业化与应用的领域，在《中国电气工程大典》中，另有第六卷《水力发电工程》作专门研究，从而本卷仅涉及非水能的可再生能源，即太阳能、风能、生物质能、海洋能、地热能。

非水能的可再生能源发电的商业应用和新兴产业的形式尚处于初级阶段。从20世纪70年代起，在我国以为边远无电地区提供电力为重点，小型离网发电装置实现了初步产业化。90年代初开始，多种联网发电电站蓬勃发展，并进入了电力系统，其技术经济性能与产业规模得以较快提高，有效地满足了电力增长与环境需求，其份额也在逐步增长。展望我国2050年的电力情况，考虑了已有各种能源发电发展的最大可能性，尚有20%~30%的总装机容量要靠非水能的可再生能源发电来满足，达到数亿千瓦，大规模太阳能、生物质能与风力发电的发展将成为现实。

1.2 可再生能源资源

1.2.1 太阳能资源

太阳是巨大的聚变反应堆，聚变释放的能量以光辐射形式送到地球，成为最终可依赖的初级能源，其大致情况如下：

(1) 1929年，Atkinson与Houtermans提出了太阳是巨大聚变堆的设想。

(2) 太阳质量为 $2 \times 10^{27} \text{ t}$ ，主要由氢和氦组成，半径约为 $70 \times 10^4 \text{ km}$ 。

(3) 依赖于巨大质量产生的万有引力，在太阳中心约束住温度为 $1.5 \times 10^7 \text{ K}$ 的等离子体。它每秒钟将 $6 \times 10^8 \text{ t}$ 的氢聚变成 $5.958 \times 10^8 \text{ t}$ 的氦， $4.2 \times 10^8 \text{ t}$ 的质量转化为 $3.8 \times 10^{26} \text{ J}$ 的能量($E=mc^2=9 \times 10^{13} \text{ J/g}$)。太阳所释放的聚变能经中间区与对流区达到太阳表面($R=7 \times 10^5 \text{ km}$ ，约为地球半径的110倍)的光球层，由此向太空辐射。光球层表面是一个密度急剧下降的过渡区，温度约为 $T=6000 \text{ K}$ [黑体辐射功率密度为 $5.71 \times 10^{-2} \times T^4 \text{ J/(s} \cdot \text{km}^2)$]，太阳表面积为 $4\pi \times (7 \times 10^5)^2 = 6.15 \times 10^{12} \text{ km}^2$ ，则 $3.8 \times 10^{26} \text{ J/s}$ 辐射相当于温度为 5740 K 。

(4) 地球与太阳的平均距离约为 $1.5 \times 10^8 \text{ km}$ ，以太阳为中心的表面积近似为 $4\pi \times (1.5 \times 10^8)^2 = 2.827 \times 10^{17} \text{ km}^2$ ，则太阳的辐照强度为 $3.8 \times 10^{26} / (2.827 \times 10^{17}) = 1.34 \times 10^9 \text{ J/(s} \cdot \text{km}^2)$ ，地球半径为 6371.2 km ，则地球接收的太阳能功率为 $\pi \times (6371.2)^2 \times 1.34 \times 10^9 = 1.7 \times 10^{17} \text{ W}$ ，这比当前世界的总发电功率大 10^5 倍。太阳每年送到地球上的能量达 $5.4 \times 10^{23} \text{ J}$ ，相当于 $1.8 \times 10^{11} \text{ t}$ 标准煤的发热量，这比当前世界年能源总耗量高 10^4 倍。

太阳辐射，包括两部分：①太阳以平行光线形式直接投射到地平面上的，称为太阳直接辐射；②由于大气的散射作用从半球天空的各个部分分别到达地平面的，称为漫射辐射。在晴天，漫射辐射只占总辐射的15%左右，而在多云或阴雨天，其所占比重要大得多。太阳能在地球表面上的分布，一般以水平表面单位面积上一年内接收到的总日照辐射量的多年平均值作为基础数据，大约为 $(2.5 \sim 8.5) \times 10^9 \text{ J/m}^2$ ，以非洲撒哈拉沙漠为最高，超过 $8.5 \times 10^9 \text{ J/m}^2$ ，我国四川盆地最低，不足 $3.5 \times 10^9 \text{ J/m}^2$ 。高、中纬度地区的太阳辐射分布具有带状特征，中、低纬度云量起伏较明显，往往形成独立的太阳能高、低值中心。

我国是太阳能资源相当丰富的国家，年太阳能辐射总量为 $(3.3 \sim 8.4) \times 10^9 \text{ J/m}^2$ ，绝大多数地区年平均日辐射量在 $(4 \text{ kWh/(m}^2 \cdot \text{d)})$ 以上；西藏最高达 $7 \text{ kWh/(m}^2 \cdot \text{d)}$ ，每年接收的太阳能总资源量达约 17000 t 标准煤。太阳能辐射数据可以从县级气象台获得，也可由国家气象局获得，图1.1-1示出了我国太阳能的分布情况，我国地理环境形成的大陆性气候，使太阳能资源分布具有如下特点：在北纬 $22^\circ \sim 35^\circ$ 地带形成繁多的两个太阳能辐射强度中心——青藏高原高值中心和四川盆地低值中心；太阳年辐射总量则基本是西高东低、北高南低（西藏、新疆除外），在北纬 $30^\circ \sim 40^\circ$ 地区，太阳能的分布情况呈现与一般随纬度变化规律相反的情况，即不是随纬度的增加而减少，而是随纬度的增加而增多。

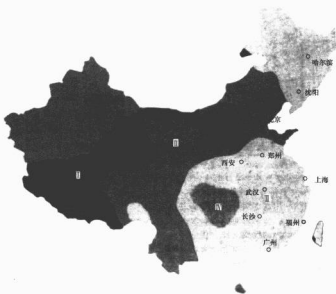


图 1.1-1 我国太阳能的分布情况

区域 I — $\geq 628 \text{ kJ}/(\text{cm}^2 \cdot \text{年})$, 250~325 天/年;区域 II — $502 \sim 628 \text{ kJ}/(\text{cm}^2 \cdot \text{年})$, 200~300 天/年

表 1.1-1 中国太阳能资源的区划

类别	全年日照时数(h)	太阳辐射年总量(kJ/m^2)	主要地区	同一类别的其他国家或地区
1	3200~3300	(6.7~8.4) $\times 10^6$	宁夏北部、甘肃北部、新疆南部、青海西部、西藏西部	印度巴基斯坦北
2	3000~3200	(5.9~6.7) $\times 10^6$	河北西北部、山西北部、内蒙、宁夏南部、甘肃中部、青海东部、西藏东南部	印度尼西亚的雅加达
3	2200~3000	(5.0~5.9) $\times 10^6$	山东、河南、河北东南部、山西南部、新疆北部、吉林、辽宁、云南、陕西北部、甘肃东南部、广东南部、海南、福建南部、江苏北部、安徽北部	美国的华盛顿
4	1400~2200	(4.2~5.0) $\times 10^6$	湖南、湖北、广西、江西、浙江、福建北部、广东北部、陕西南部、江苏南部、安徽南部、黑龙江	意大利的米兰
5	1000~1400	(3.4~4.2) $\times 10^6$	四川、贵州	法国的巴黎和俄罗斯的莫斯科

根据各地接收太阳总辐射量的多少(见表 1.1-1),可将全国划分为太阳能资源丰富、较丰富、中等、较差、差五类地区。第 1~3 类(丰富、较丰富、中等)地区占全国总面积的 2/3 以上,年太阳辐射总量高于 $5000 \text{ MJ}/\text{m}^2$,年日照时数大于 2200h,具有利用太阳能的良好条件。特别是 1、2 类地区,正是我国人口稀少、居住分散、交通不便的偏僻、边远的广大西北地区,经济发展较为落后,可充分利用当地丰富的太阳能资源,采用太阳能发电技术,发展经济,提高人民生活水平。

太阳能的主要优点是数量巨大,广泛存在,遍地皆是,

取之不尽,用之不竭,是可靠的主要能源资源。但作为发电的能源又具有一些重大的不足,主要有:第一,功率与能量密度低。地球大气层外垂直于阳光辐射线的球面上的最大功率密度为 $1367 \text{ W}/\text{m}^2$,而地面上小于 $1 \text{ kW}/\text{m}^2$,地面上最丰富地区的年辐射总能量最高为 $8.4 \times 10^6 \text{ J}/\text{m}^2$,相当于 0.28t 标准煤的发热量及 2300kWh 的发电量,考虑到太阳能转化为电能的效率当前仅有百分之十几,从而 1 km^2 土地仅能装机几万至十万千瓦,发出约 2 亿 kWh 电量,相当于节约燃煤约 6 万 t 标准煤,大规模发展要占据相当大的面积。第二,能量供应不连续与不稳定。由于地球自转、公转及自转轴与轨道面间存在夹角,使太阳辐射照强度在地面上发生昼夜及季节的变化;又由于气候变化,如阴天下的影响,太阳辐射照强度常常发生无规律的变化,因此作为发电的能源,需要解决聚集、跟踪、储能、转化及与其他发电方式有效配合等一系列科学技术问题。由于要解决功率与能量密度低及不连续、不稳定性问题,则应努力降低所采取措施的投资运行费用,及相应的电能成本。尽管太阳能资源本身不要付费,但将太阳能发电发展成总装机达数亿千瓦的大规模,则需要进行长期持续的技术改善,降低成本,发展产业与规模化应用的努力。

1.2.2 风能资源

地球上风的形成主要由于太阳辐射造成地球各部分受热的不均匀,因此,形成了大气环流,同时又由于下垫面的不同造成各地局地环流。除了这些有规则的运动形式之外,自然界的大气运动还有复杂而无规则的乱流运动。风能资源形成受多种因素的复杂影响,特别是天气气候及地形和海陆的重要影响,使风能在空间和时间分布上,存在着特别强的地域性和时间性,这样才有可能区分出风能资源的丰欠地带。一个地区能否开发利用风能资源,取决于风能资源的丰欠。

对于全世界的风能资源总量有一种粗略的估计,地球表

面接受的太阳辐射功率为 $1.7 \times 10^{17} \text{ W}$, 设其中 2% 在地球上产生风, 则有 $3.4 \times 10^{15} \text{ W}$ 。大气边界层内占总量的 35%, 从而世界气象组织估计, 地球上近地层的风能总量约为 $1.3 \times 10^{15} \text{ W}$ 。风能资源在地球各地的分布主要取决于该地区的风速大小, 其次与该地区上空空气密度有关。世界气象组织将全世界风能资源分为 10 个等级, 8 级以上的风能高值区主要分布于南半球中高纬度洋面和北半球的北大西洋、北太平洋及北冰洋的中高纬度部分洋面上; 大陆上风能则一般不超过 7 级, 其中以美国西部、西北欧沿海、乌拉尔山顶部和黑海地区等多风地带较多。可用于发电的风能资源主要包括陆地资源与近海离岸资源两部分, 仅占整个资源的一小部分。

我国幅员辽阔, 海岸线长, 陆地风能资源比较丰富。根据气象站陆地上离地 10m 高度的资料, 考虑经过风能转换装置, 风吹过后必须前后、左右各 10 倍障碍物 (风轮直径) 距离, 才能恢复到原来未受影响的风速进行估算, 我国 10m 高度的风能理论资源储量为 32.26 亿 kW, 估计其中 1/10 可供开发, 则实际可开发量为 3.23 亿 kW, 再考虑实际扫风面积为圆形与正方形的差别系数为 0.785, 则经济可开发量为 2.53 亿 kW。当然, 随着高度的增加, 资源储量还会增大, 如距离地面 50m, 则可能增大一倍, 但还缺乏气象实测数据。我国有 1.8 万 km 的海岸线, 在近海范围 (自海岸线向内陆延伸 2~3km, 向海上到达 25m 等深线以内的范围)

内, 由于海面粗糙度小, 风速湍流度小, 风向稳定, 风速一般比陆地上大, 初步估算, 10m 高的经济可开发量约为 7.5 亿 kW, 50m 约为 15 亿 kW, 比陆地上约大 3 倍。

我国陆地上风能资源已查了 3 次, 但都是以气象站资料为基础计算的结果, 由于气象站在城市郊区, 不能代表风电场所在地的风资源, 特别是在山区和沿海差异更大, 为了进行风电场建设, 还需要进行实地观测。我国海上风资源基本是空白的, 应进行海上风资源普查、详查, 进行资源分区, 为将来开发提供科学的依据。

在已有气象资料的基础上, 根据年有效风能功率密度和风速在 3~25m/s 间的可利用小时数, 按表 1.1-2 所列指标将全国划分为风能丰富区、较丰富区、可利用区和贫乏区, 图 1.1-2 示出了我国风能资源的区划情况。

表 1.1-2

风能区划标准

指标 \ 区名	丰富区	较丰富区	可利用区	贫乏区
年有效风能功率密度	≥ 200	200~150	150~50	≤ 50
年 3~25m/s 小时数 (W/m^2)	≥ 5000	5000~4000	4000~2000	≤ 2000
占全国面积 (%)	8	18	50	24

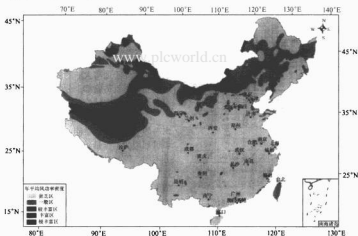


图 1.1-2 中国风能资源的区划情况

由图 1.1-2 可见, 丰富区集中在三北 (华北、东北、西北) 北部地区与沿海地带及岛屿。三北地区是我国连成一片的最大风能资源带, 地表为荒漠、草原或退化草场, 地势平坦, 工程地质条件好, 将是我国大型风电场的主要基地。沿海地带也是建设风电场的良好地带, 但由于丰富区仅限于海岸线内 2km 范围, 因此大型电场发展较困难。较丰富区是由三北地区向南扩展 200~250km 与沿海地带向内扩展至 10km, 与丰富区相同, 也可根据条件发展风力发电。可利用区与贫乏区, 除特殊地理环境的个别地区外, 开发风力发电的价值不大。青藏高原虽风速较大, 但空气密度小成为不宜发展的因素。

风能资源是广泛存在的, 不污染环境、不破坏生态、周而复始可以再生, 且是用之不竭的一次能源。风能资源作为发电能源, 主要困难在于: 第一, 能量密度低, 可利用范围

窄。风能密度甚至低于太阳辐射能量密度, 从而使相同装机容量电站占地更大, 由于在风速 3m/s 以下时风力机不能启动, 而在 20m/s 以上时则对风力机有破坏作用, 因此风力过大或过小都难以利用。第二, 变化大, 不稳定。受到天气、气候的制约和地形因素的影响, 风速变化大, 而且规律性远不如太阳辐射, 风能密度与风速立方成正比, 使得风电场的电输出功率常常会发生急剧的大幅度变化, 从而给电力系统的控制与调节增加不少困难。第三, 发电设备要在恶劣的气候条件和复杂的风力载荷下野外运行, 对其可靠性与寿命要求高。可喜的是, 经过多年持续努力, 风力发电已成为非水能可再生能源发电中技术最成熟、最具有大规模开发条件和商业化前景的发电方式, 是近期发展的重点。

1.2.3 生物质能资源

生物质能是通过植物的光合作用将太阳光的物理能转化

为化学能储存在生物体内的能量。光合作用是地球上最大规模的光能转化过程。植物吸收太阳能,将水和二氧化碳合成有机物,放出氧气,它是人类、动物及大多数生物能量的主要来源,也是地球上氧气的主要来源。当今世界文明所需的化石燃料,也都是古代植物光合作用的产物。太阳每年对地球表面的辐射能量为 5.4×10^{24} J, 其中被大气吸收和被地面反射的占 50%, 剩下的一半大部分射入海洋。通过光合作用,绿色植物和海洋藻类每年可储存 2.5×10^{21} J 的能量,其有效利用率只有射入太阳能的约 0.1%, 但所合成的有机物(生物质)约 2200 t, 远远大于当前全球能源的年消耗总量。

虽然所有农、林、牧业产品,包括野生动植物均含生物质能,但作为传统能源利用的仅是它们的副产品及加工残余物,主要包括农作物秸秆、薪材与森林废弃物,人畜粪便与垃圾等。表 1.1-3 为推算出的 1990 年世界各地生物质能资源年产量,总量为 111.4×10^{15} J, 约合 38 t 标准煤,其中农林废弃物与粪便约占 1/3, 发展中国家占 60%。国际能源署统计,2002 年生物质能消费量占世界一次能源总需求的 11%, 约 16 t 标准煤,其中传统生物质能约占 7%。

表 1.1-3 推算出的 1990 年世界各地
生物质能资源年产量 EJ(10^{15} J)

国家和地区	玉米	小麦	稻	蔗	粪	森工废弃物	薪材及薪炭林	合计
美国、加拿大	2.95	1.93	0.13	0.19	3.08	7.66	0.92	16.86
欧洲	0.61	2.39	0.04	0.00	4.32	4.12	0.41	11.79
日本	0.00	0.02	0.24	0.01	0.30	0.41	0.00	0.98
澳大利亚、新西兰	0.00	0.29	0.02	0.19	1.36	0.35	0.02	2.23
前苏联	0.23	1.97	0.04	0.00	3.58	3.92	0.60	10.34
拉丁美洲	0.71	0.38	0.29	0.58	7.21	1.47	2.12	15.76
非洲	0.48	0.25	0.20	0.54	5.38	0.75	3.31	10.91
中国	1.23	1.75	3.43	4.48	4.81	1.27	1.34	14.31
亚洲其他国家(不含中国)	0.51	1.88	5.31	2.70	10.84	2.31	4.53	28.08
大洋洲	0.00	0.00	0.00	0.03	0.02	0.05	0.04	0.14
总计	6.72	10.90	9.70	7.70	40.80	22.30	13.30	111.40

注 本表数据是根据 1990 年世界各国粮食作物和 1989 年林业年产量,推算出的副产品和加工残余物生物质能含量, $1\text{EJ}=0.34\text{ t tce}$ 。

我国传统的生物质能在广大农村地区仍占主导地位,用于直接炊爨和取暖,由于未进入商品流通,故不在国家统计之中。一般估计,生物质能年总量约为 7 t 标准煤,2003 年农作物秸秆为 3.15 t, 林业废弃物为 3.19 t, 禽畜粪便为 0.38 t, 尚有城市垃圾等,它们还用作饲料、土壤肥料,以及造纸和建材等工业原料,估计约有半数作为能源。预计 2050 年,我国传统生物质能资源将达 13 t 标准煤。

为保障石油供应的安全,近年来用生物质制造液体燃料作为石油替代燃料引起了广泛的重视,燃料乙醇与生物柴油已达到实用阶段。但目前的技术尚不能以农林废弃物为原料,只能利用玉米、小麦、薯类、甘蔗等农作物和油菜、桐油等油料作物为原料,每生产 1 t 乙醇需 3 t 粮食。余粮及油料作物利用富余耕地及已有耕地休耕期的合理套种,也成为发展生物质能的一种资源。这方面虽有一定潜力,但其规模终究受到不宜与农业争耕地和不宜与森林争土地的限制,需要统筹安排。

大规模发展生物质能资源的关键是稳定地提供大规模原料,仅依靠农林废弃物、粪便、垃圾、多余的粮食及油料作

物显然是严重不足的,必须着眼于开发大面积荒漠化土地与边际土地,培育繁殖以作能源为目的的能源植物,形成大规模能源植物产业基地,将能源植物像农林一样作为重大产业来推动发展,有关工作应尽早启动,长期坚持,特别关注能源植物物种的选育,节水能源植物的研发,建立大规模试验基地,提高科技水平。

生物质能是洁净的,是唯一能转化为液体燃料的可再生能源,其可储存、可运输及碳循环的优点已引起广泛关注。作为能源,生物质能缺点是分布分散、能量密度较低,收集与运输困难,转换效率较低。目前,生物质能主要用于直接燃烧与制造液体燃料,发电的份额不大,但直接燃烧及气化后燃烧发电已经实用,可望得到迅速发展。

1.2.4 海洋能资源

海洋能是蕴藏在海洋中的可再生能源,包括海洋温差能、海洋盐度差能、潮汐能、波浪能与潮流能(海流能)五类。海洋温差能是热能,海洋盐度差能是渗透压能,其他三类是动能。除潮汐能、潮流能主要来源于月球的引力外,其他几种海洋能都是直接或间接地来源于太阳辐射能,估计这五类海洋能理论可再生能源总量为 766 t kW,技术上可利用功率为 64 t kW。

海洋温差能是海洋上层温水与深海冷水间存在的温差而蕴有的能量,它来源于太阳能,是储存于海水中的太阳能。地球南北纬 20° 以内,海洋表层水温约为 25°C , 水深 $500\sim 600\text{m}$ 处水温约为 5°C , 有约 20°C 的温差,水深超过 600m 的海洋面积约为 1亿 km^2 , 若取太阳年平均辐射强度为 0.2 kW/m^2 , 海洋吸收率约为 90%, 则吸收的太阳辐射年平均总功率达 $1.8 \times 10^{13}\text{ kW}$, 估计海水温差能可达 500 t kW , 这是一个十分巨大、稳定、可再生的储能能源。但海水温差能处于远离大陆的复杂的海洋环境中,能量转换装置的建立与能量传输都十分困难,从发电看,迄今只有小型的温差发电的研究试验,离实际应用还很遥远。

海水盐度差能是在含盐分的海水与江河淡水交汇时释放出来的一种物理化学能,主要分布在江河入海处,估计全球可利用的总能量约有 26 t kW。由于海水与淡水所含盐分不同,因此在两者交界面上产生能量,当在界面上安置半透膜可将盐度差能以渗透压的形式显现出来,如当海水含盐浓度为 35% 时,渗透压相当于 25 个大气压,此时采取相应的措施造成渗透压电站转化电能。通过离子交换膜在电极两端产生电动势的浓度电池是浓差发电的另一种方法。能源利用工作尚处于实验研究阶段。

波浪能是水质点相对于静水面位移的势能和水质点运动的动能和,它来源于太阳的热辐射使地球表面空气对流产生风,由于风对水的作用,在海面上形成波浪。世界波浪能资源的分布,南半球大于北半球,北半球富集区在大西洋和太平洋的北纬 $30^\circ\sim 40^\circ$, 据推测,总量约 26 t kW。我国沿海的波浪能分布南大于北,东海年平均浪高为 $1\sim 1.5\text{m}$, 南海为 1.5m , 估计可开发总量约为 0.7 t kW。波浪能作为人类的能源,一般要经过吸能,转化为机械能,然后再转化成电能或化学能。波浪发电已有示范性的使用装置。

潮汐能是月球和太阳对地球的引力以及地球自转所致的潮汐涨落形成的,包括海水周期性涨落水体位能和海流潮汐的动能,它多集中在窄浅的海湾、海峡与河口,世界总蕴藏量约为 30 t kW, 我国约为 0.3 t kW。潮汐能作为一种能源,需建造拦水坝堤,从而将能量转为机械能或电能加以利用,这已有长期的发展历史。

海流能(潮汐能)指由风、海水温度、海水密度不均匀

及地球自转偏转力等总和作用产生的海水沿一定路线不停地流动而产生的动能。在广阔的海洋中,由于没有参考物,潮流不太明显,但在岸边、海峡、岛屿之间的水道或河口内,潮流速度很大,而且海岸的激流作用使潮流更加丰富,成为利用潮流能的主要方面。潮流能用于发电,一般不需建坝就可以节约大量水工建筑投资。据估计,全球潮流能理论蕴藏量约为1亿kW,可供开利用的约为0.5亿kW。我国沿海潮流能比较丰富,具有较好的开发前景。

1.2.5 地热能资源

地热能是指蕴藏在地球内部的巨大的天然热能,它来源于地球深处高温熔体和放射元素(U, Th, K)的衰变,按其在地热储中存在形式分为水热型、地压型、干热岩型和岩浆型四大类,见表1.1-4。地热能作为一种能源,目前只有水热型达到了开发利用阶段,它分为蒸汽型(干蒸汽与湿蒸汽)与热水型两种,按温度又可分为高温(>150℃)、中低温(中温为90~150℃,低温小于90℃)热水资源,按热能传递方式又可分为传导型和对流型。

表 1.1-4 地热资源分类

资源类型	含义	特征	说明
水热型	干蒸汽型 地下以蒸汽为主的对流系统的地热资源	以温度较高的过热水蒸汽为主,含有少量其他气体,水很少或没有,无水的干蒸汽资源罕见,含水的称为湿蒸汽资源	墨西哥奇里奇瓦拉田温度达388℃,干蒸汽田;新西兰怀拉开田温度达266℃,湿蒸汽田
	热水型 热储中以水为主的对流系统的地热资源	包括低于当地气压下饱和温度的热水和温度等于饱和温度的湿蒸汽,分布广、储量较大	中国广泛分布于中新世沉积盆地及褶皱山区,大部分为中、低温,西藏、云南有湿蒸汽田
	地压型 蕴藏在含油气沉积盆地深处(3000~6000m),由机械能(高压)热能(高温)和化学能组成的地热资源	热储中受岩层和封存水负荷前导致高压(120~180℃)、高压(几百个大气压),并在高温、高压下聚集了溶于水中的烃类物质,是一种综合利用能源	仅美国墨西哥湾内蕴藏的地压型地热资源,可供相当于20世纪80年代初期全美水平1000~1500年
干热岩型	地下一定深度为2~3km,含水量少或不含水,渗透性差而含有异常高热度的地质体	含能量甚大,曾估计4.2×10 ¹⁶ W,350℃的热岩体冷却到150℃,可产出相当于三亿桶石油的热量。美国水热型资源只相当于干热岩资源的几分之一。因此,它是地热资源中最主要的形式	现代钻探技术可及,近年来美、日、意、英、法等国的干热岩均在积极开展试验
岩浆型	在熔融状或半熔融状岩浆中蕴藏着的巨大能量资源	温度在600~1500℃不等,一些火山地区资源蕴藏较浅,而多数埋藏于目前钻探技术还比较困难的地区中,因此开采难度大	美、日等发达国家已制订了长期开发计划

全球地热资源估算分为三级,即可采资源基数,指地表以下5km之内积存的总热量,是理论上可采量;资源,指上述资源基数中在40~50年内可能有经济价值者;可采资源,指资源基数中在10~20年即可有经济价值者。Palmerini 1993年估算,全球资源基数为140×10²¹J/a(合48×10⁶亿t标准煤),可采资源为500×10¹⁸J/a(合170亿t标准煤)。

我国资源基数占全球的7.9%(11×10²¹J/a, 3.8×10⁶亿t标准煤)。

我国可采地热资源分为露于地表的温泉和隐伏于沉积盆地的热水两大类。泉口水温大于25℃的温泉有2200处,大于80℃的有139处,其中达到当地沸点而为沸泉的至少有70处。我国温泉的分布性明显,主要分为喜马拉雅、台湾、东南沿海和陇江四个带,前两者为高温地热带(>150℃),后两者为中低温地热带(<150℃)。温泉放热总量为1.019×10¹⁷J/a,折合标准煤为354万t。我国沉积盆地以贮存低温(<90℃)热水为主,对东、中部10个大中盆地热水资源进行了估算,其所含热能54×10¹⁸J,相当于18.5亿t标准煤。在我国地热资源研究和勘察十余年工作基础上,按不少省区的计算与推测,我国20世纪90年代中期估计,我国地热资源的查明储量相当于31.6亿t标准煤,推测储量相当于116.6亿t标准煤,远景储量相当于135.5亿t标准煤。

地热能是巨大的天然能源,在可预见的未来中能供人类开发利用的是水热型地热资源,中、低温主要用于热利用,用于发电主要是高温资源。我国是一个以中低温地热资源为主的国家,作为能源的热利用是主要的发展方向,地热发电也已起步,有着一定基础,积极推进地热发电的发展也是一个重要方面。

综上所述,表1.1-5中汇总了世界与我国可再生能源资源的概况,包括水能资源,虽然各种数据有较大分散性,但很明显,太阳能是最主要的能源资源。

表 1.1-5 世界与我国可再生能源资源的概况

资源种类	世界	中国
太阳能 陆地每年接收太阳辐射 (亿t标准煤)	约1.8×10 ⁶	17 000
生物质能 技术可开发资源(亿t标准煤)	38	7
水能 技术可开发资源(万亿kWh) 经济可开发资源(万亿kWh)	15.0 9.35	1.92 1.26
风能 技术可开发资源(亿kW)	96	陆上2.5 近海7.5
地热 技术可开发资源(亿t标准煤)	170	31.6
海洋能 理论蕴藏量(亿kW) 技术可开发资源(亿kW)	766 64	2.0

1.3 可再生能源发电技术

可再生能源作为一种能源有着多方面的可能应用,如热利用、制液体燃料、制氢气,但发电仍是其主要方面之一。根据各类资源的特点与利用技术发展的现状,在充分利用已有化石能源发电技术基础上,发展起来了地热发电、生物质燃烧发电、太阳能发电与海洋温差发电。在水力发电基础上发展起来了潮汐发电、波浪发电与海流发电,还出现了一些新型发电技术,如光伏发电、风力发电与海水盐差能发电。此处就各种发电技术的原理、进展作简要介绍。

1.3.1 风力发电

风能是由于太阳辐射形成的大气运动的动能,将它通过风力机转化为机械能用于提水灌溉、磨面等已有数千年历史。将风力机带动发电机实现风力发电出现在19世纪末,丹麦人

1891 年建成了世界第一座风力发电站。直至 1973 年出现石油危机以后,世界各国才投入大量经费研制现代风力发电机组,1980 年起建立了示范风电站,成为联网电力供应的一种方式,得到了迅速发展,2005 年全球总装机容量已达 6000 万 kW,生产电能占全球总电量的 0.5%,根据欧洲风能协会预测,世界风电总装机容量 2010 年为 2 亿 kW,2020 年为 12 亿 kW,2030 年为 27 亿 kW,并将继续保持高速增长。

风力机是风电站的核心部件,由风轮、传动系统、迎风机构、调速装置、安全装置和控制系统组成。风轮是最重要的部件,按其轴线在空间的位置分为水平轴及垂直轴两类,最常用的是水平轴型,有塔架支撑它和机舱。传动系统由齿轮箱、联轴器和皮带等组成,将风轮轴的机械动力传递给发电机。迎风机械是使风轮保持最佳迎风位置的装置,小型机多采用尾舵或尾轮,中大型机则用电动机或液压马达根据风向标的信号使机舱回转。调速装置是使风轮转速保持在规定范围内的机械,主要有改变桨距、风轮侧偏或负载调节等方式。安全装置是当运行过程中发生异常,如风轮超速、剧烈振动等,能使风轮停转的机械,主要由顺桨、制动翼片、制动器及各种传感器等构成,以确保机组不被破坏。控制系统为操作人员提供实现工作功能和安全保护功能的手段,有手动与自动控制两种方式。风力机和发电机、塔架等组成风力发电机组,在风电场建设的总投资中,风电机组约占 70%,因而是风力发电最主要的装备。增大风电机组的单机容量一直是风电设备发展的主要方向,它能有效减轻单位千瓦的重量,提高转换效率,降低单位千瓦的造价与运行维护成本,是增大风电场容量与提高竞争力的主要条件。国际上,20 世纪 90 年代的主力机组容量为 600kW,2002 年新增机组平均单机容量为 1400kW,2004 年增大到 1715kW。最大单机容量为 5000kW,叶轮直径为 124m,安装高度为 120m,额定风速为 13m/s 的机组已投入运行,预期 2010 年将能开发成功 1 万 kW 的风电机组。风电机组研发属高科技范畴,其主要难度是机组应在野外可靠运行 20 年,能经受住各种极端恶劣的天气和非常复杂的风力交变负荷,要有长期的实践积累,在研发与产业化方面必须给予长期持续的大力支持。

风力发电系统给用户供电分为离网型与并网型两大类(见图 1-1-3)。离网型主要用于给无电网的农牧渔边远地区及海岛供电,如我国内蒙古农牧户已采用 10 多万台,单台功率一般在 10kW 以下,较大的还可以组成风—光、风—柴—互补系统给村镇、海岛供电,功率可达 200kW。由于风力发电的不稳定性,因而发电机发出的电要经过整流器给蓄电池组充电,由蓄电池给直流负荷或通过逆变器后给交流负荷供电。离网系统技术已经成熟,形成了商品化的成套产业,有着大量用户。并网型系统由多台风力机组相互并联直接并入电网,作为风电场而成为电力系统的有机组成部分,20 世纪 80 年代以来有了迅速发展,已达到单机容量几千千瓦及风电场几十万千瓦的水平,是风电发展的主要方向。除要进行不断增大单机容量的风电机组和有关设备的研制、努力降低造价外,还要解决大规模风电场接入电力系统后,由于其间歇性,有风才有电,给电力系统安全可靠运行带来的一些新问题,诸如:①风电份额不宜过大,一般应小于整个电力系统的备用容量,才能保证无风时的用户供电。②与风力的变化适应,努力提高整个系统的快速、自动调节能力。③风电要与其他发电方式协调发展,确保用户供电安全可靠;要注意采取有效措施,在积累运营经验和统一协调规划基础上有序前进。

近海风能资源比陆上大,风速一般也高 20%,潮流强

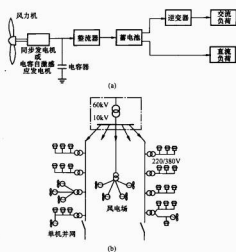


图 1-1-3 风力发电系统

(a) 离网型风力发电系统; (b) 并网型风力发电系统

度小,设备使用寿命长,20 世纪 80 年代欧洲积极探讨了海上离岸风电的可行性。1990 年,瑞典安装了第一个单机容量为 220kW 的示范海上风电机组,至 2004 年底,欧洲海上风电总装机容量达 62 万 kW,单机最大容量为 3600kW,欧洲计划海上风电 2010 年达 1000 万 kW,2020 年达 7000 万 kW,正朝着大规模方向发展。建设离岸的大型海上风电场有着一系列特殊的困难,诸如:①要有能牢固地固定在海底的坚固基础,以抵抗海上更大风速的载荷和海浪袭击的负荷,这使得风机基础投资约是陆地的 10 倍。②在一些地区会出现台风一类的猛烈风暴,风力发电机组及相关装备必须要能承受这些极端的外部条件而不遭受破坏,还要进行认真的研发工作。③建设和维修工作必须在天气晴朗的情况下,使用专业船只和专门设备才能进行。④为了避开海岸保护区,海上风电场离海岸的距离已由最初的 10km 发展到 60km,水深达 35m,发出的电需要通过海底电缆输送至用电地区,大大增加风电成本。由于以上因素,海上风电场开发的技术困难大,建设成本与风电成本高,达到大规模应用还要经过长期不懈地努力。

1.3.2 光伏发电

太阳能光伏发电是将光辐射通过光伏效应直接转为电能的发电技术。光伏效应是法国科学家 Edmond Becquerel 于 1839 年发现的,用适当波长的光照射到半导体上,在系统两端产生电动势而得到电能。19 世纪 70 年代做成了转换效率为 1%~2% 的硒光伏电池,而实际应用开始于 20 世纪中期。光伏电池是光伏发电的基础,它是一种有效地吸收太阳光辐射并转变为电能的半导体电子器件,图 1-1-4

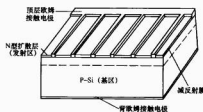


图 1-1-4 N+P 型光伏电池结构

上示出了最常用的 N+P 型光伏电池结构,通过扩散工艺,在 P 型硅片上形成 N 型区,在两区交界处形成了一个 PN 结 (N+P),电子和空穴在结区附近相互扩散,形成了由 N 区指向 P 区的内建电场,当光照射到光伏电池上,在界面层被吸收而转化为电能。1954 年,研制成第一片实用型硅半导体光伏电池,经过半个世纪的不懈努力,采用新材料、新结构、新工艺、新技术,已研究成 100 多种光伏电池,以硅电池为主,并在积极研究发展化合物电池与新型高效电池。

光伏电池是光伏发电系统的核心,其成本占系统总成本的 70% 以上。虽然近年来在转换效率,成本与产业规模方面得到了快速的发展,单晶硅的光电转换效率实验室达 24.7%,商品达 15%~18%,组件售价已降至每峰瓦 3~4 美元,2004 年世界总产量已达 120 万 kW,但是努力降低成本、提高转换效率及扩大产业规模仍然是光伏发电发展的最主要任务。各种电池中单晶硅电池占主导地位,2004 年占全部生产电池产量的 94%。我国硅材料紧缺,大部分依赖进口,成为发展的瓶颈,要下大力气解决低成本、大批量硅材料的生产供应;要继续大力发展晶硅电池与薄膜电池的技术与工艺,降低成本,提高效率与使用寿命。对新型高效光伏电池的创新研究,如染料敏化纳米晶电池、超高效 (>50%) 第三代光伏电池,也应给予积极支持与鼓励。

由于光伏电池输出直流和太阳光照强度随季节、昼夜和气候变化,因此作为电源,光伏发电系统还要包括将直流变为交流的逆变器,及时进行功率调节的控制器与储能电池的蓄电池组。随着整个光伏发电系统的容量逐步增大,因此相应要解决有关装备的研制及系统的集成与应用的技术发展问题。

光伏发电具有不需燃料、环境良好、无转动部件、维护简单、由模块组成、功率可大可小等突出优点,其应用范围十分广阔,遍及各行各业,且受到普遍欢迎。对光伏发电的应用需求大致来自三个方面:第一方面,为无电地区提供小型、独立、分散的离网电源,用于给边远无电乡镇、海岛、通信站、石油管道沿线供电,一般为几千瓦容量,最大约 100kW。虽然光伏发电单位容量投资较高,但由于其不需建设长距离供电线路及管理体系,在经济上已可接受。小型离网电站促进了光伏产业的建立,技术已经成熟,市场仍在发展,但其总容量规模不大。第二方面,为了满足电力发展与环保的需求,积极推动进入电力系统,实现并网发电,在城市中心与居民区用户附近建立小型并网系统来代替建设大型电站与输电线,这些电站可与建筑相结合,利用建筑的屋顶与墙面安装光伏电池,其投资纳入房屋建设费用中,由用户分散承担。许多国家制订了本国的这类屋顶电站计划并积极推动实施,每用户用电一般仅为 3~5kW,但由于数量很大,从而成为近年来规模化产业发展的重要因素。大量分散的小型光伏并网电站仍是今后实现大规模光伏发电的主要途径之一。第三方面,由于太阳能将逐步成为主要能源以代替人类可持续发展能源新结构的任务已提上日程,因此必须考虑在荒漠地区发展集中型的超大规模 (百万千瓦至亿千瓦) 光伏基地,虽然建成这类基地要经过长期持续的努力,国际上组织了有关可行性研究,已建成 1000~60 000kW 的荒漠光伏电站 15 个,正在酝酿建设的有 10~20 个,提出了百万千瓦系统的概念设想,期望成为大规模发展的主要途径。

中小型离网与并网光伏电站技术已经成熟,产业已经形

成,积累了建设与运营经验,受到了广泛的欢迎,前进的主要困难在于建设投资大,电能成本高,产业规模小,尚需积极持续地进行工作,逐步形成。

实现百万千瓦至亿千瓦级的集中型大规模光伏电站,是今后技术发展的长期任务与工作重点。应加大研发投入和稳定持续地支持光伏电池降低成本,提高效率和扩大产业规模;应认真部署在荒漠地区发展超大型光伏电站的工作,经过千万瓦、十万千瓦、百万千瓦级几个阶段的研究发展、设计与示范运营,解决有关装备研制与产业化,融入电力系统,与荒漠地区生态治理及资源开发利用相结合的一系列重大问题,期望在 21 世纪中期光伏发电能真正成为世界电力供应与发展的重要支柱。

1.3.3 太阳热发电

太阳热发电是将太阳辐射能聚集起来加热工质,经热交换器产生过热蒸汽,再由蒸汽驱动汽轮机带动发电机发电,其原理与普通电站相同,发展方向也是提高蒸汽温度与压力,以提高热电转换效率和增大单机容量,改善经济性能,主要区别在于用太阳辐射的热能替代化石燃料燃烧产生的热能来加热。太阳热发电的主要困难在于,太阳辐射功率密度低 ($1\text{kW}/\text{m}^2$ 以下) 及随季节、昼夜与气候条件的变化而变化,具有不连续性及不稳定性。因此,大规模发电应解决大面积能量的聚集、跟踪、长距离传输、转化与储存等一系列科学技术问题和相当大的资金投入,使得虽然太阳能资源不需付费,但是度电成本还不低,国际上自 20 世纪 70 年代后期以来,开始进行了认真地研究发展工作,槽式、塔式与碟式三种太阳热发电系统已取得了一定成功,建成了示范性发电站,经过长期运行考验,为继续前进奠定了基础。

图 1-1-5 所示为槽式太阳热发电系统,整个系统由太阳场集热系统、热传输系统、蓄热与热交换蒸汽发生器系统与汽轮机发电系统四部分组成。太阳场集热系统由槽式抛面聚光镜与位于焦线的真空管集热器组成。聚光镜配有自动跟踪系统可跟踪太阳,集热管内有流动的工质 (通常为油) 吸收辐射能而被加热,被加热的工质经输运管道进入蒸汽发生器,通过热交换产生所需的高温高压蒸汽,再用蒸汽驱动汽轮机发电机组发电。槽式发电系统的研究开发始于 20 世纪 70 年代末至 80 年代初,自 1983 年起在美国加州建成九座电站,所达到的水平是,总发电功率为 35.4 万 kW,单机最大容量为 8 万 kW,聚光效率为 73%~76%,至换热器的热效率为 43%,最高工质温度为 300~400℃,发电效率为 30%~37%,总效率为 13%~16%,每千瓦发电功率的太阳场面积约为 0.06~0.08 km^2 。

图 1-1-6 所示为塔式太阳热发电系统。在太阳场内设置大量定日镜,它们由跟踪装置控制将太阳辐射聚集到位于塔顶的集热接收器,使在接收器内产生所需的蒸汽,再用蒸汽驱动汽轮机发电机组发电。20 世纪 80 年代,世界上建成了七座塔式电站,均属于千千瓦级试验电站,产生了至 520℃/100 大气压的蒸汽,每千瓦电输出的定日镜面积约为 0.04~0.12 km^2 ,投资较高。在这些电站中,美国 1 万 kW 的“太阳一号”是性能发挥较好的系统,长期试验与运行表明其技术可靠,对环境的影响小,能为公众所接受,也发现了一些需改进的问题,是第一代塔式电站的代表。与“太阳一号”试验运行的同时,还进行了“太阳二号”的研发与建设试验工作,它采用熔融硝酸盐作为传热介质,以提高接收器的热效率和使传热系统变得简单和高效,发电功率为 1 万 kW 的电站于 1996 年建成,1997~1999 年成功地进行了运行。

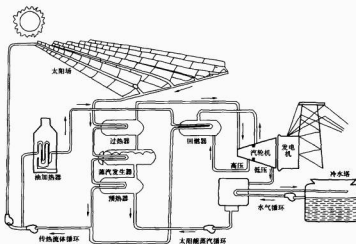


图 1.1-5 槽式太阳热发电系统

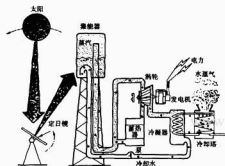


图 1.1-6 塔式太阳热发电系统

图 1.1-7 所示为碟式太阳热发电系统。太阳能收集器由碟状抛物面聚光反射镜及位于焦点的接收器组成，其聚光比可达数百到数千，从而可产生高温。接收器将所吸收的太阳能传给热机回路中的工质，由工质驱动热机与发电机发电，整个系统配有微机控制系统，对反射镜精确跟踪太阳及发电机组进行控制。在美国与欧洲，已实现多个碟式发电的示范项目。由于镜子直径不宜太大，从而单个装置的电输出一般仅为几十千瓦，如光伏电源一样，可以作为离网的独立

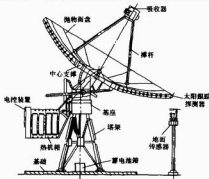


图 1.1-7 碟式太阳热发电系统

电源，用于边远无电地区分散供电，也可用于大量碟式集热器并联形成大功率电站，大批量生产造价会大大下降，但并联技术困难也很大。

以上三种太阳热发电技术在 20 世纪八九十年代已成功进行了示范，近十余年来并未得到推广应用和继续扩大单机容量，主要原因在于需求不足和在经济上还不具备很强的竞争力，但在技术与经济方面的改进工作仍在持续进行。可喜的是，21 世纪以来，发展热发电的积极性显著提高，正在拟订与开始实施建造一些固定太阳热电站的计划。

与光伏发电相比，太阳热发电的优点在于使用大量已工业化的设备、工艺与材料，可用中间工质储热进行储能，用其他能源（油、气、煤）燃烧供热保证连续发电而克服不连续的缺点。太阳热发电的缺点主要是，单机容量必须大，运行维护比较复杂，建设地点选择应考虑有充足的水源。因此，光伏发电与太阳热发电应各发挥其优势协调发展。

1.3.4 生物质能发电

作为能源使用的生物质主要是农林废弃物与加工残余物，如农作物秸秆、薪柴、森工废弃物、蔗渣、稻壳、木材下脚料、人畜粪便、城市垃圾等。生物质能主要在广大农村地区用于直燃炊用和取暖，由于其分布分散，收集与运输困难及市场需求小，转化成现代化商品能源的比例不大，用于发电的份额更小，大量秸秆在田间直接燃烧，不少废料、垃圾大量堆积，既浪费资源又污染环境。努力发展生物质能发电是充分利用资源，改善环境与发展循环经济的重要途径，有着重大的意义。

各种生物质能均可经过燃烧转化成热能，而用热能将水加热成蒸汽，通过汽轮发电机组发电是大规模产业化发电的主要形式，技术与产业均已成熟，因此生物质能发电本质上仍属于热发电。需要解决的技术问题主要在于适应不同的资源，采用合适的方法使其有效、清洁地转换成热能，在锅炉中将水加热成蒸汽。已经成功实用的生物质能发电站包括生物质直燃发电、生物质气化发电、生物质与煤混燃发电与垃圾发电四类。

生物质直燃发电在国内外已有较广泛的应用，整个发电系统与热电站大体相同，很多装备可直接订货，主要根据所用资源（如秸秆、木屑、蔗渣、稻壳等）进行收集、运

输与处理,以适应稳定、高效、洁净燃烧的需求,设计与研制所需的锅炉。这些电站一般规模不大(至万千瓦)接近用户,有些按资源来源季节运行。

生物质气化发电先把生物质转化为可燃气,经过净化脱硫灰分、焦炭和焦油等杂质后,进入燃气轮机或燃气内燃机进行发电,为了提高发电效率,还可增设余热锅炉和蒸汽轮机,实现燃气—蒸汽联合循环发电。这种方法既能解决生物质难于燃用而又分布分散的缺点,又可充分发挥燃气发电设备紧凑、效率高和污染小的优点,是一种最有效、最洁净的生物质能利用方法。生物质气化发电按所采用的气化技术可分为固定床和流动床两大类,按燃气发电方式可分为内燃机、燃气轮机及燃气—蒸汽联合循环三类。从电站规模看,生物质气化发电系统可分为小型、中型、大型电站,见表1.1-6。小型电站主要在非洲、印度和中国等发展中国家得到了应用,中型电站在发达国家已有示范性应用,大型系统还处在研究示范阶段。

表 1.1-6 各种生物质气化发电的特点与主要用途

规模	气化过程	发电过程	主要用途
小型系统功率小于 200kW	固定床气化 流化床气化	内燃机组 微型燃气轮机	农村用电、 中小企业用电
中型系统功率大于 500kW, 且小于 3000kW	常压流化床 气化	内燃机	大中型企业 自备电站、 小型上网 电站
大型系统功率大于 5000kW	常压流化床 高压流化床 双流化床气化	内燃机+蒸汽 轮机 燃气轮机+蒸 汽轮机	上网电站、 独立能源 系统

在生物质直燃和气化发电基础上,根据各地资源情况,还发展了生物质直接与煤混合燃烧,以及气化与煤混合燃烧发电技术。

随着城市化的快速发展和人民生活水平的提高,城市垃圾量在快速增长。垃圾污染源、大气、农田、土壤,是蚊蝇、老鼠、病原体的滋生源,其危害十分严重,已成为社会普遍关注的热点和难点问题。与此同时,垃圾也是一种能源资源,对它进行合理的处理与利用,进行焚烧发电,是使其资源化、无害化的重要途径,既能较好地解决环境保护,又补充了电能的不足,具有明显的经济效益和社会效益。

英国于 1874 年就建成了第一座城市垃圾焚烧厂,1919 年荷兰第一座垃圾焚烧厂投入运行,期间在焚烧炉处理技术方面积累了一定的经验。自 20 世纪 50 年代以来,在世界各个地方建成了大量垃圾电站,发挥了重要作用。垃圾焚烧电站本质上也是热电站,焚烧产生的热用来产生蒸汽,推动汽轮发电机发电,其发展主要要解决垃圾存储处理,焚烧炉的研发,焚烧炉及其余热锅炉的高温腐蚀,废水处理,污染物的排放控制与废渣处理问题,已积累了较丰富的经验。

长期以来,处理垃圾的主要方法是填埋。在填埋场中,有机物被微生物氧化消化,降解产生沼气,将其回收用于沼气发电,是另一种垃圾发电方式,已有一些研发、示范工作。

1.3.5 地热发电

地热能实质上是一种以流体为载体的热能,地热发电属于热能发电。根据地热资源所产生的工作物质状态的不同,地热电站分为干蒸汽电站、湿蒸汽电站、热水电站三种主要形式。图 1.1-8 所示为干蒸汽地热发电热力系统简图,此时

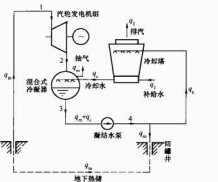


图 1.1-8 干蒸汽地热发电热力系统简图

地下热储的是干蒸汽,来自地热生产井的干蒸汽 1 进入凝汽式汽轮机发电机组,然后汽轮机的排气 2 则进入混合式冷凝器,向冷却水放热,并凝结成水 3。冷却所需冷却水可由冷却塔或江河等冷却水源所提供。凝结水 3 经凝结水泵压缩升压后,一部分送入冷却塔,在塔内,地热泵凝结水 4 被空气冷却后作为冷凝器的冷却水源;而另一部分凝结水 4 则回灌地下,并被地下热储所加热,完成一个循环,如此周而复始,连续完成热功转化过程。可以看出,地热发电与燃烧化石燃料的热电站原理相同,都用水和水蒸气作为载体,利用凝汽式汽轮机进行热能—机械能—电能转换,两者之间的区别主要在于:①地热电站对工质的加热是在地下热储中进行的,而热发电场则是在锅炉中进行,因此地热发电不需要庞大的锅炉及其辅助设备,也不需要消耗化石燃料,因此地热发电设备简单、运行费用也很低。②在地热发电系统中,由于不需回收凝结水,一般采用冷却效率高及造价低的混合式或直接接触式冷凝器。只当为了环保,对硫化氢(H_2S)进行处理,及从 H_2S 中回收硫黄时,才需采用表面式冷凝器。③由于进入汽轮机的地热蒸汽参数(温度、压力)低,质量体积小,且焓值低,为了达到一定规模的发电量,就需要较大的蒸汽质量流量,因此汽轮机的体积及进汽管道都相对较大。④由于地热流体中溶有一些矿物质和不凝气体,因此地热电站要解决防腐、防垢和环境保护等方面的问题。

与干蒸汽电站不同,湿蒸汽电站使用来自地下热储的过热水,引至地面过程中压力要降低,部分热水变成蒸汽,因而排出井口时形成湿蒸汽。利用湿蒸汽发电,先要通过汽水分离器将蒸汽分离出来,同时将剩余的热水经闪蒸器减压扩容,产生另一部分低压蒸汽,然后将两种压力不同的蒸汽分别送入汽轮机的中压缸和低压缸做功发电。热水又分为闪蒸法地热电站和双循环地热电站两类。闪蒸法地热电站的工作原理:来自热储的热水经闪蒸器减压扩容产生低压蒸汽送入汽轮发电机做功发电。若扩容后排水温度尚高,还可再次进行闪蒸。双循环地热电站的工作原理:地热水通过间壁式蒸发器,加热室内某种低沸点介质(如氟利昂、异丁烷等)使其产生低压蒸汽,推动低沸点介质汽轮机做功发电,排气在冷凝器内被冷却水冷凝后用泵打回蒸发器重新加热,循环使用。双循环热水电站的地热水温度越低,发电效率也越低,经济性就越差。因此,建这类电站应根据水温和其他条件,因地制宜地作具体的技术经济分析。此外,尚有干热岩地热发电、地压地热发电等方式,目前均处于试验研究阶段。

意大利最早于 1904 年在 Landerello 地热田试验成功蒸汽发电, 1913 年第一台 250kW 的地热发电机组问世。随着地热开采和发电技术的不断提高, 目前已有 24 个国家从事地热发电工作, 2005 年总装机容量为 891.2 万 kW。干蒸汽发电单机最大容量为 13.5 万 kW。我国地热发电开始于 1971 年, 现有装机容量为 3.2 万 kW。

地热发电有地热能占地少, 减少运输, 节水、节能、安全、稳定可靠, 不受季节限制的优势, 投资少, 风险小, 建设周期短, 效益高, 在有合适资源的地方, 应该积极发展。

1.3.6 海洋能发电

各类海洋能发电进行着比较广泛的研究, 但海洋能源分布不均匀, 能量密度小, 能源多变, 且具有不稳定的特点, 给开发利用带来很大困难, 至今得到实际应用的是潮汐发电与波浪发电。

潮汐发电通常是在海湾或有潮汐的河口建筑堤坝, 使堤内形成水库, 并在坝中或坝旁放置水轮发电机组, 利用潮汐涨落时形成的水头驱动水轮机转动, 带动发电机发电。潮汐电站本质上是低水头、大流量的水电站, 由于工作物质是海水, 则应注意解决设备的耐腐蚀问题。常见的潮汐电站有三种: ①单库单向电站。只修一个水库, 一道堤坝, 涨潮时进水闸打开, 潮水蓄进水库; 落潮时排水闸打开, 水库放水, 利用水库与海面的水位差推动水轮发电机组发电。②单库双向电站。只修一个水库, 水轮发电机组与厂房水工建筑结构能满足涨潮和落潮两个方向均能通水发电。③双库单向电站。要修两座毗邻的水库, 水轮发电机组安装在两个水库之间的隔坝上, 高水库只在涨潮时进水, 低水库只在落潮时放水, 两个水库始终保持不同水位, 水由高水库流向低水库, 驱动水轮发电机组发电, 一般可以全日连续发电。图 1.1-9 所示为这三种潮汐电站的平面。电站所用水轮发电机组也有卧轴式、竖轴式与贯流式三种类型。1921 年, 德国建成了世界上第一座潮汐电站; 1967 年, 法国建成了迄今最大的朗斯电站, 总装机容量为 24 万 kW。近年来, 世界各国正在开发百万千瓦级的电站。我国现有 8 座潮汐电站, 总装机容量为 6000 多千瓦, 江厦电站最大装机容量为 3200kW。

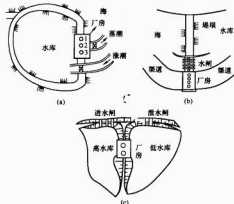


图 1.1-9 潮汐电站的平面

(a) 单库单向电站; (b) 单库双向电站; (c) 双库单向电站

波浪发电将波浪能转化为电能一般要经过三步: 第一步, 通过吸能装置, 采用聚能和共振的方法把分散的波浪能

聚集起来; 第二步, 将低品位的波浪能转化为高品位的机械能, 转换方式有气动式、液动式和水库式三类, 它们分别将波浪能转换成气流能、液压能和水的势能; 第三步, 将所转化成的机械能通过空气涡轮机、液压电动机及常规水轮发电机进行发电。世界上设计的波浪发电装置专利和方案很多, 有上千件, 但真正在实验室或海上试验过的模型及样机不多。波浪发电装置工作在海洋环境下, 条件恶劣, 输电难度大, 成本较高, 只有供海上航标等用的微型装置成了商品, 投入实际应用, 多套几十至几百千瓦的波浪电站在示范工作, 最大的是 1984 年挪威建成的 500kW 电站。

海洋温差发电已进行了近一个多世纪的研究, 包括闭式、开式和混合式三种循环系统。闭式循环采用氨、氟利昂等低沸点物质作为循环工质, 由海洋表层热水使其沸腾变为蒸汽, 推动汽轮机发电发电, 然后用深层冷水将蒸汽冷却, 形成闭式循环工作。开式循环用水作为工质, 使用表层热水水在低压或真空的闪蒸器中产生蒸汽, 推动汽轮机发电发电, 使用过的蒸汽经深层冷水冷凝成水排入海洋或回收淡水。混合式循环将开式与闭式结合起来, 保留了闭式循环的整个回路, 用温海水减压闪蒸出来的蒸汽作为蒸发器的热源, 可以减小腐蚀、污染和得到淡水。图 1.1-10 所示为海洋温差发电循环示意图。海洋温差发电由于效率低 (约为 2.5%), 投资巨大、技术复杂, 因此只有少数发达国家对其进行研究, 1979 年, 美国在夏威夷建成第一座 53kW 的发电装置; 1990 年, 日本在和泊镇建成了输出 1000kW 的实用型电站。但作为长远的海洋开发, 巨大的温差能资源仍具有相当的吸引力。

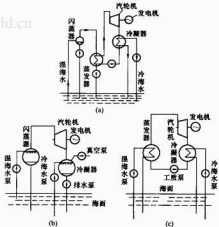


图 1.1-10 海洋温差发电循环示意图

(a) 闭式循环流程图; (b) 开式循环流程图;

(c) 混合式循环流程图

在海水盐差能发电方面, 重点研究浓差电池和渗透压发电两种方式。前者是一种将化学能直接转化成电能的形式, 通过离子交换膜在电极两端产生电动势。后者通过在界面安置半透膜将盐度差能以渗透压的形式显现出来, 使海水升高, 利用势能发电。整个工作尚处于试验研究阶段。

海流能发电可在海流水道中设置水轮发电机来实现, 迄今只有小型原理性试验。

第2章 开发现状和发展趋势

2.1 风力发电

风力发电是除水力发电之外,当今世界上可再生能源开发利用中技术最成熟、最具规模开发和产业化发展前景的发电技术。风力发电在减轻环境污染、调整能源结构和解决偏远地区居民用电问题等方面作用突出,展现了很好的发展前景,是中国的后续能源之一。

2.1.1 开发现状

自20世纪末以来,全世界风力发电的装机容量快速增长。特别是在欧洲,为了实现减排温室气体的目标,对风电执行较高收购电价的政策,促进了风电技术和产业的发展,风电成本不断下降。海上风能资源比陆地丰富,海上风电机组技术继续向着增大单机容量的方向发展。

进入21世纪,全球风力发电总装机容量增速进一步加快。2001~2005年期间,年平均增速达30%以上(见图1.2-1)。2005年,全球总装机容量为5932.2万kW,其中欧洲仍是风力发电市场的领跑者,2005年装机容量为4050万kW,占全世界风电总装机容量的69%,比上年增长18%,约提供了欧盟近3%的电力消费量,提前实现了到2010年风电装机容量达到4000万kW的目标,预期到2010年风能即可实现欧盟所承担《京都议定书》CO₂减排义务的1/3。

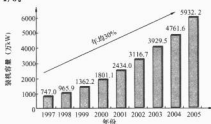


图 1.2-1 世界风电装机容量变化

世界上风电市场前10个国家的风电发展近5年增速统计见表1.2-1,中国近两年增速加快,在全球排名从2004年的第十位跃居到2005年的第八位。

表 1.2-1 世界上风电市场前10个国家的风电发展近5年增速统计

国家	累计装机容量 (MW)				
	2001年底	2002年底	2003年底	2004年底	2005年底
德国	8734	11 968	14 612	16 629	18 428
美国	4245	4674	6361	6740	9149
西班牙	3550	5043	6420	8263	10 027
丹麦	2456	2880	3076	3117	3122
印度	1456	1702	2125	2985	4430
意大利	700	806	922	1125	1717
英国	525	570	759	(不详)	>1000
荷兰	523	727	938	(不详)	>1000

续表

国家	累计装机容量 (MW)				
	2001年底	2002年底	2003年底	2004年底	2005年底
中国	406	473	568	764	1266
日本	357	486	761	(不详)	>1000
世界前10名	22 952	29 329	36 545	—	—
世界总计	24 340	31 167	39 295	47 616	59 322

图1.2-2所示为我国1996~2005年风电装机容量变化,期间年均增幅达到了41%,超过了世界这5年平均增幅30%的水平。详细统计表明,截至2005年底,全国共建61个风电场,累计装机1864台,分布在15个省市区。其中,新疆、内蒙古、广东排在全国前三位(见图1.2-3)。

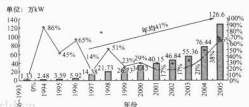
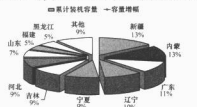


图 1.2-2 我国1996~2005年风电装机容量变化



2005年装机容量分布情况 (万 kW)

全国	126.59
新疆	18.14
内蒙古	16.57
广东	14.05

图 1.2-3 2005年装机容量分布情况

2005年全国装机容量在6000kW以上的风电场统计见表1.2-2。

表 1.2-2 2005年全国装机容量在6000kW以上的风电场统计

序号	风电场名称	装机容量 (kW)
	全国	1 041 060
	内蒙古自治区小计	107 740
1	内蒙古北方龙源风力发电公司	83 780
2	内蒙古大唐赤峰赛罕风电场	30 600
3	内蒙古大风湾风电场	43 200

续表

序 号	风电场名称	装机容量 (kW)
4	内蒙古茂林风能发展有限公司	50 160
	福建省小计	51 950
5	福建平潭江澳风电场	6000
6	福建东山澳仔山风电场	6000
7	福建南日岛后山仔风电有限公司	9350
8	福建大唐漳浦六鳌风力发电场	30 600
	甘肃省小计	52 200
9	甘肃节能风电公司	52 200
	广东省小计	83 440
10	广东聚华风能电厂	16 500
11	广东惠来石碑山风电场	13 200
12	广东南澳风力发电厂	53 740
	河北省小计	44 350
13	河北长城风电有限责任公司	9850
14	河北国华尚义满井风电场	34 500
	黑龙江小计	52 450
15	黑龙江华富风力发电富锦有限公司	24 300
16	黑龙江木兰风电场	12 000
17	黑龙江大青山风电场	16 150
	吉林省小计	79 360
18	吉林风电发电股份有限公司	30 060
19	吉林华能珙北风电场	49 300
	辽宁省小计	122 710
20	辽宁沈阳法库风电场	9600
21	辽宁普口风力发电厂	15 560
22	辽宁阜新彰武风电场	10 200
23	辽宁阜新康平风电场	10 200
24	辽宁大连长海风电场	10 200
25	辽宁沈阳东方风力发电有限公司	22 450
26	辽宁大连横山风力发电厂	7400
27	辽宁丹东海洋红风电场	21 000
	宁夏自治区小计	112 200
28	宁夏天净贺兰山风力发电有限公司	91 800
29	宁夏天净神州风力发电有限公司	20 400
	山东省小计	36 650
30	山东华威风电场	16 100
31	山东鲁能荣成风力发电有限公司	6000
32	山东长岛风力发电有限公司	14 550
	上海市小计	21 000
33	上海风力发电有限公司	21 000
	新疆自治区小计	131 160
34	达坂城发电有限公司	7500
35	新疆天风风力发电场	63 600
36	达坂城风力发电厂	23 700
37	新疆风能公司	36 360
	浙江省小计	37 150
38	浙江临海风力发电厂	21 300
39	浙江苍南风力发电厂	15 850
	海南省	8700
40	海南东方风力发电厂	8700

注 此表为装机容量为 6000kW 以上风电场一览表。6000kW 以下装机容量风电场总装机容量未包含其中。

2006 年,全球风电增长幅度更大,新增装机达到了 1500 万 kW。这样创记录的功率相当于兴建 15 个大型常规发电厂发电能力总和,2006 年,风力发电发展最快的国家是美国,一年内功率增加了 270 万 kW。2005 年是我国实施《可再生能源法》的第 1 年,风电建设明显加快。据统计,到 2006 年底,全国已建成约 80 个风电场,装机总容量达到了 230 万 kW,年增加装机容量超过 100 万 kW,增长率超过 80%,在世界的排名又往前进了一步。普遍认为,中国和印度的风电发展潜力最大。

我国风力发电单位千瓦实际工程造价最低为 6436.54 元/kW,最高为 10 882.96 元/kW。相对于世界上风力发电发展较快的国家,中国风力发电项目建设的单位千瓦造价比较高,其主要原因是进口机组占比例很大,价格比较高;发展初期风电项目的建设规模过小,致使建设项目的投资构成不合理,附属设施等费用比例相对较高。

目前,制约风电发展的一个主要因素是其价格过高。风电的上网电价(含成本、利润和税收)仍需每度 0.5 元以上,相比之下,火电的上网电价一般为每度 0.3 元多。风电的价格仍无法与火电竞争。对于风电工程而言,降低发电成本是根本,控制工程造价是降低发电成本一个非常重要的环节。

我国风电场装机进口机组占比例很大,这是风电项目投资高的主要原因。虽然我国已经有了自己的 500、600、750kW 机组的制造产业,但目前中国风电的总体技术水平和能力还落后于某些发达国家,基本上处于引进技术、消化吸收的状态,还缺乏拥有自主知识产权的风电核心技术,国内还没有建立有资质的风电测试机构。

近 30 年来,除了上述大型并网型风电之外,我国离网型风电也取得了长足发展。

离网型风电的主要用户是电网未覆盖地区的牧民、渔民和农民,以户用风电机组解决家庭照明和收看电视的电源问题。随着人民生活水平的提高和更多家用电器应用,对单机容量的要求增大,而今 50W 的机组已停止生产,100W 和 150W 机组的产量下降,200、300、500W 和 1000W 机组的产量逐年增加,占年总产量的 80%。

全国约 70 个单位从事离网风电产业,其中大专院校、科研院所 35 家,生产企业 23 家,配套企业 12 家(含蓄电池、叶片、逆变器和控制器等),年产量较大的企业有江苏神州风力发电有限公司、内蒙古凌信风电设备制造有限公司(原内蒙古商都牧机厂)、内蒙古天力机械有限公司(原内蒙古动力机厂)、广州红鹰能源科技有限公司等。

2005 年当年共生产 30kW 以下的机组 33 253 台,比上年增长 34.4%,其中 200、300W 和 500W 机组共生产 24 123 台,占全年总产量的 72.5%。机组容量为 12 020kW,平均单机容量为 361W,总产值为 8472 万元,平均单位千瓦 7048 元,利税为 993 万元。

我国经过 20 多年自主研发和制造,离网型风电机组的技术水平和产品质量有了很大提高,2005 年共出口 5884 台,创汇 283 万美元,占当年产量的 18%、产值的 27%。主要出口到世界各大洲的 24 个国家和地区,包括发展中国家如菲律宾、巴基斯坦和阿根廷等,以及发达国家如英国、美国和澳大利亚等。

2.1.2 发展趋势

世界上风力发电技术的发展趋势呈现如下态势。

(1) 单机容量继续增大。过去 20 年,主流单机容量从 50kW 增加到 1500kW。以风电发展最快的德国为例,1999 年

德国当年安装的风电机组单机容量平均为 919kW, 2001 年为 1281 kW。从整个世界的风电机组市场而言, 兆瓦级市场的份额近 5 年增长迅速。1997 年, 兆瓦级风电机组市场份额还不到 10%, 而到 2001 年则超过 1/2, 达到 52.3%。根据目前情况判断, 对于陆地风电场, 主流风电机组为变速恒频风电机组, 额定容量为 1.0~2.5MW; 而对于未来大规模建设的海上风电场, 额定容量在 3~5MW 范围的风电机组可能成为首选。目前, 一些厂商开发出的 5MW 级别的风电机组已在商业运行, 10MW 级风机的研发已经启动。

(2) 海上风电场进入商业示范阶段。1990 年, 瑞典安装了第一台示范海上风电机组, 单机容量为 220 kW。1991 年, 丹麦又建立了第一个示范风电场, 由 11 台 Bonus450kW 的风电机组组成。2000 年, 开始兴建由兆瓦级风电机组组成的示范性商业海上风电场, 包括瑞典 7 台 1.5MW 机组、丹麦 20 台 2MW 机组。20 世纪末已建海上风电场的规模达到 8.6 万 kW。到 2001 年和 2002 年底, 世界海上风电装机容量分别达到 9.6 万 kW 和 27.9 万 kW, 目前已达到 80 万 kW。这标志着未来 2~5 年商业化海上风电场在全球将会有大的发展。

海上风电场一般都在水深 10m, 距海岸线 10km 左右的近海大陆架区建设。与陆上相比, 海上风电机组必须牢固地固定在海底, 其支撑结构要求更坚固, 所发电能需要铺设海底电缆输送, 加上建设与维护工作需用专业船只和设备, 所以风电的建设成本一般是陆上风电的 2.3 倍。海上风电的优点主要是不占宝贵的土地资源, 基本不受地形地貌影响, 风速更高, 风能资源更为丰富, 而且运输和吊装条件优越, 风电机组单机容量更大, 年利用小时数更高, 这些都是吸引投资者的原因。2006 年 11 月, 上海市东海大桥 10 万 kW 风电场投资业主的招标评标工作在上海举行, 这标志着我国海上风电场建设拉开了序幕。

(3) 风电度电成本持续下降。世界风电度电成本的下降趋势明显: 1981 年为 16.9 美分/kWh, 1995 年下降到 6.15 美分/kWh, 2001 年下降到 3.61 美分/kWh(对应的风电投资为 756 美元/kW)。预计风电的度电成本到 2010 年下降为 2.62 美分/kWh(对应的风电投资为 555 美元/kW), 到 2020 年下降为 2.11 美分/kWh(对应的风电投资为 447 美元/kW)。

2003 年, 我国在风力发电的政策面有一项重大举措, 国家发展和改革委员会批复了江苏省如东县和广东省惠来县

首批 2 个 100MW 风电场示范项目的特许权公开招租。2004 年, 又有 3 个 100MW 的风电特许权项目公开招租, 它们是吉林省通榆风电场、内蒙古自治区辉腾锡勒风电场、江苏省如东第二风电场。与 2003 年招标的不同点在于:

1) 风电机组本地化率要求提高的 70%。

2) 承诺在相同的投标条件下, 可继续开发通榆 300MW 项目。

风电特许项目给我风电发展带来了巨大的变化: 第一, 它刺激了国内外资本投资风电的积极性, 促进了风电的规模化发展; 第二, 它引入了投资者竞争的机制, 打破了垄断, 有利于吸引国内外各类投资者; 第三, 特许权项目对设备本地化率的要求无疑将极大的促进风电设备制造的本地化, 有利于降低风电设备的造价, 进而降低开发商投资风电场的成本。

经过四期风电特许权招标选择投资商, 解决了 2002 年以前存在的阻碍风电发展的一些主要问题。例如, 明确风电不参与电力市场竞争, 政府承诺固定上网电价的固定电价, 电网公司全部收购风电可供电量, 风电与常规电源上网电价的差价在省内电网内分摊, 风电场与附近电网之间的输电线路及配套设施由电网企业投资建设, 进场道路及项目准备工作由当地政府部门组织协调, 为保证上述区别于当时普通项目的条件落实, 省政府和省电网公司要与中标的投资商分别签订特许权协议和购电合同。上述主要原则已被后来颁布的可再生能源法采纳, 成为法律条文。2006 年, 第四期又明确要求风电机组制造商与开发商捆绑投标, 因此风电特许权项目在推动风电规模化发展和促进风电机组设备国产化方面起了重要作用。

2005 年 1 月 5 日, 国家发展和改革委员会发布的“发改能源[2006]13 号文件”规定“发电企业应当积极投资建设可再生能源发电项目, 并承担国家规定的可再生能源发电配额义务。发电配额指标及管理办法另行规定。”为此, 国有发电企业为了占据资源, 在风电特许权项目投标中承诺极低的上网电价赢得项目, 以便储备发电配额。

2003~2006 年, 我国共有 11 个风电特许权项目招标, 中标上网电价最高为 0.519 元/kWh, 最低为 0.382 元/kWh。招标项目规模为 165 万 kW, 中标项目规模合计为 245 万 kW。风电特许权项目中标电价与同一项目多个可行性研究测算价格平均值的比较见表 1.2-3。

表 1.2-3 风电特许权项目中标电价与同一项目多个可行性研究测算价格平均值的比较 元/kWh

项目	招标规模 (MW)	中标规模 (MW)	可研上网电量 (等效满负荷小时数)	可研电价平均值	中标电价	中标与可研电价平均值差值	中标与最低投标电价差值	最低投标电价	最高投标电价
2003 如东 1 期	100	100	2180	0.637 4	0.436 5	-0.200 9	0	0.436 5	0.719 1
2003 惠来	100	100	1990	0.574 0	0.501 3	-0.072 7	0	0.501 3	0.717 9
2004 如东 2 期	100	150	2273	0.542 5	0.519 0	-0.023 5	0	0.519 0	0.566 0
2004 辉腾锡勒	100	100	2588	0.409 1	0.382 0	-0.027 1	0	0.382 0	0.426 0
2004 通榆	100	2×200	2309	0.509 3	0.509 0	-0.000 3	0	0.509 0	0.509 6
2005 东台 (大丰)	200	2×200	2126	0.504 2	0.487 7	-0.016 5	0.027 7	0.460 0	0.546 0
2005 安吉	100	100	2358	0.514	0.461 6	-0.052 4	0	0.461 6	0.556 0
2005 即墨	150	100	1686	0.726 1	0.600 0	-0.126 0	-0.126	0.726 1	0.726 1
2006 巴音	200	200	2383	0.514 3	0.465 6	-0.048 7	0.009	0.456 6	0.555 0
2006 单晶河	200	200	2369	0.536 1	0.500 6	-0.035 5	0	0.500 6	0.601 0
2006 灰腾勒	300	2×300	2726	0.480 3	0.420 0	-0.060 3	0.014 2	0.405 8	0.565 1

可再生能源的开发利用主要是使用当地物质资源和人力资源,对促进地区经济发展具有重要意义,同时快速发展的可再生能源也是一个新的经济增长领域。据欧盟预测,到2020年,欧洲仅风力发电就可带来180万个就业岗位,年市场额达750亿欧元(约折合7200亿元)。

大型风电机组并网运行,已经成为世界风能利用的主要形式。随着并网效率的提高,机组性能优化,故障降低,生产成本下降,风电已经接近可与常规能源发电竞争的能力。我国风电场单位千瓦造价高,主要原因是进口机组比例大,因此从事大型、特大型风力发电机组国产化、本地化是当务之急。通过大规模的商业化动作,加速发展风电,使我国风电装机容量2020年实现3000万kW,则每年将实现减排CO₂约为5250万t,减排粉尘烟气为37.5万t,减排SO₂约为45万t,可节约煤炭3.6亿t/a。

2.2 光伏发电

太阳能电池是将太阳光直接转化为电能的最佳工具,利用太阳能电池这种半导体电子器件有效地吸收太阳光辐射能,并使之转换成电能的直接发电方式称为太阳能光伏发电。光伏发电系统没有机械运动部件,无污染、无噪声,具有很长的使用寿命。它虽比太阳热发电系统效率低,但由于系统构成特别简单,而且还具有独特优点——模块化结构,使其适合于任何规模的电力生产,大到中心电厂,小到私人住宅供电。光伏发电现已能达到16%的系统效率,且有望进一步提高。

2.2.1 开发现状

在世界市场的拉动下,我国光伏产业近年来发展迅速。太阳能电池/组件年产量在2002年以前长期徘徊在世界份额的1%左右,近年来我国光伏产业发展迅速,2005年达到世界总份额的8%,仅次于日本、欧洲,已成为世界光伏产业发展最快的国家之一,为世界所瞩目。

2.2.1.1 国内现状

进入21世纪以来,我国光伏产业进入快速发展期,特别是自2003年起,在世界市场强力启动的拉动下,以超常速度发展。2005年,太阳能电池总产量达到145.7MW,并形成了一个包括多晶硅原材料、硅锭/硅片、太阳能电池/组件、封装和光伏系统应用、专用材料、专用设备制造,以及光伏系统平衡部件制造等较完整的光伏产业链。

(1) 太阳级多晶硅。在整个光伏产业链中,太阳级多晶硅原材料主要由原本为半导体工业生产超纯多晶硅的生产商提供。与光伏产业链其他环节相比,超纯多晶硅生产技术的复杂程度、经济投资规模、建设周期等都要大得多,因此对快速启动的光伏市场的响应速度也远比其他环节迟缓得多(为3~4年),这就造成了太阳级硅原材料自2004年起的短缺和紧张的问题。根据最新统计,太阳级多晶硅的供不应求形势将持续到2010年底。

我国太阳级硅材料的技术和产业严重落后于国际水平,材料紧缺矛盾在我国尤显突出。例如,目前国际市场上太阳级硅材料价格为40~50美元/kg,而我则高达100~200美元/kg。2005年底以前,我国只有峨嵋半导体厂一家多晶硅生产企业,年生产能力为100t,实际产量仅为几十吨,与经济规模在2000t以上、技术先进的世界超纯多晶硅产业相比,规模弱小、技术落后;洛阳中硅利用我国自有技术建立了年产量为300t多晶硅生产线,于2005年底开始投产,2006年生产185t,四川新光硅业通过引进消化吸收建立了1260t西门子法多晶硅生产线已历多年,已于2007年中期

投产,虽然技术比世界平均水平低(前者设计能耗为300~350kWh/kg,后者平均能耗为120~170kWh/kg),但它的成功投产成为了中国千吨以上规模多晶硅产业突破的起点。

我国目前许多企业正在积极筹划建立年产千吨以上的超纯多晶硅生产线,它们的成功与否决定于是否能获得可靠的生产技术。

2005年,我国多晶硅的产量为80t,生产能力达到400t(洛阳中硅为300t,四川峨嵋为100t),生产与需求存在巨大差距。表1.2-4给出了我国多晶硅的生产与需求量,多晶硅基本上依赖进口。目前,除新光硅业在建外,四川峨嵋和洛阳中硅正在积极扩产。根据各厂计划目标统计,2009年我国多晶硅总生产能力可望超过4000t(见表1.2-5),这个目标的实现是完全可能的。

我国目前加强对太阳级硅材料研究开发以及太阳级硅材料的产业的支持,有望较快扭转我国太阳级硅材料极度短缺的局面。

表 1.2-4 2005~2007 年我国多晶硅的生产与需求量 t

项 目	2005 年	2006 年	2007 年
多晶硅产量	80	290	1130
多晶硅需求量	1652	4686	10597
多晶硅缺口	1572	4396	9467

表 1.2-5 2005~2007 年我国多晶硅产量和生产能力 t

公司名称	2005 年		2006 年		2007 年	
	产能	产量	产能	产量	产能	产量
峨嵋半导体	100	80	100	105	200	155
洛阳中硅	300	—	300	185	1000	520
四川新光	—	—	—	—	1260	230
洛阳中硅	—	—	—	—	1500	150
无锡中彩	—	—	—	—	300	55
上海新光	—	—	—	—	50	20
总计	400	80	400	290	4310	1130

注 正在计划筹建中的项目未列入,如南玻集团的宜昌项目等。

(2) 晶体硅锭/硅片。自2003年起,我国太阳级晶硅锭/硅片产业发展迅速。2005年,我国太阳级晶硅锭总产量达到2516t,其中单晶硅为2216t,多晶硅为300t;生产能力达到5842t,其中单晶硅为4850t,多晶硅为992t,见表1.2-6。晶龙集团单晶硅炉达到300台,产量达到1126t,生产能力达到2250t,已经成为世界最大的太阳级直拉单晶硅生产商;保定天威美利拥有23台多晶硅铸造炉,2005年生产太阳级多晶硅铸锭为260t;锦州华日、江苏顺大、常州天合、宁波晶元2005年分别生产了400、100、60t和40t太阳级单晶硅锭;江西赛维LDK公司购买了100台大尺寸多晶硅浇铸炉,已于2006年底初步形成100MW硅锭/硅片生产能力,其将成为多晶硅生产的重要厂商之一。

表 1.2-6 2005 年我国太阳级晶硅锭/硅片的产量和生产能力

厂 商	材料类别	年生产能力	产量
晶 龙	单晶硅	2250	1126
锦州华日	单晶硅	800	400
保定天威美利	多晶硅	770	260
江苏顺大	单晶硅	350	100
常州天合	单晶硅	180	60
宁波晶元	多晶硅	90	40
精工绍兴太阳能	多晶硅	132	0
其他	单晶硅	1000	590
合计	5842 (单晶硅为 4850, 多晶硅为 992)	2516 (单晶硅为 2216, 多晶硅为 300)	

作为光伏产业链的重要环节之一,我国太阳级晶硅锭/硅片产业近年来发展迅速,与太阳能电池制造业几乎同步发展。另外,我国的太阳级晶硅生产以单晶硅为主,多晶硅锭与单晶硅锭产量比接近1:7,而世界接近2:1,主要原因是国内单晶硅拉制技术比较成熟,单晶炉已实现国产化,价格低廉;多晶硅浇铸炉依靠进口,价格昂贵。拉制单晶硅投资少,建设周期短,资金回收快,成为多数企业之首选。

(3) 太阳能电池。自2003年起,我国太阳能电池制造业以超常速度发展,年增长率达到了100%~300%。2005年,我国共有12家公司生产太阳能电池,共计生产太阳能电池145.7MW,其中晶硅电池为133MW,非晶硅电池为12.7MW,如图1.2-4所示。无锡尚德为我国最大的太阳能电池生产厂家,2005年生产了82MW,占总产量的56.3%,占晶硅电池的61.7%。其次为宁波太阳能、深圳市拓日、广东铨欣(草坪灯电池)、上海泰阳、南京中电、天威英利和云南天达等。在短短的2~3年间,我国太阳能电池生产产量由2002年占世界产量的1.07%增加到2005年的8%,成为继日本和欧盟之后的世界第三大生产国,近年来发展更快。据统计,截至2007年底,我国从事太阳能电池生产的企业达到50余家,按照在位设备计算,太阳能电池的再生能力达到2900MW(其中非晶硅薄膜电池约100MW)。表1.2-7列出了2006、2007年中国主要太阳能电池生产商的太阳能电池产量。在电池生产方面,尚德持续领先,排在全国首位,2006、2007年的电池产量分别为157.5MW和327MW,分别占当年全国产量的35.9%和30.1%,其他公司的产量及排序见表1.2-7。2006年我国太阳能电池产量为438MW,其中非晶硅电池为105.97MW,2006、2007年比上年一年的增长率分别为201%和148.1%。

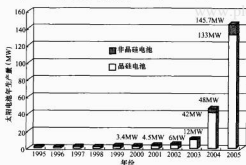


图 1.2-4 我国太阳能电池产业的发展

(4) 光伏组件。组件制造投资少,建设周期短,技术和资金门槛低,最接近市场,除了多数电池厂同时有组件制造外,还可以单独建厂,是光伏产业链中发展最快的环节之一。据估计,我国有500条以上的太阳能电池组件封装线,而且主要厂家的产品都通过了TUV、UL等国际认证。据最新统计,2005年我国组件制造达到284MW,生产能力达到874MW,见表1.2-8。

表 1.2-7 2006、2007年我国太阳能电池产量及2007年末的生产能力 MW

序号	企业名称	2006年		2007年	
		产量	排序	产量	排序
1	无锡尚德	157.5	1	327.0	1
2	保定英利	35.0	3	142.5	2
3	河北晶澳	25.0	5	113.2	3
4	江苏林洋	23.0	5	88.0	54

续表

序号	企业名称	2006年		2007年	
		产量	排序	产量	排序
5	南京中电	54.0	2	78.0	4
6	苏州阿特斯	25.0	5	55.0	6
7	宁波太阳能	30.0	4	45.0	7
8	常州天合光能	7.0	—	37.0	8
9	江阴澳鑫	14.0	7	35.0	9
10	常州亿晶	—	—	30.0	10
11	交大泰阳	21.0	6	25	12
12	无锡尚品	—	—	17	13
13	深圳拓日	8.0(a=6)	8	10.0(a=8)	14
14	上海超日	—	—	10.0	15
15	上海太阳能科技	2.0	—	8.0	16
16	浙江向日葵光能	—	—	8	16
17	云南天达	7.0	8	7.0	17
18	杉杉光科卡	3.0	—	7.0	17
19	北京中电	0.5	—	7.0	17
20	深圳耀伟	—	—	5.0	18
其他		24(a=6)	—	33.3(a=20.3)	—
合计		438(a=12)	—	1088.0(a=28.3)	—

表 1.2-8 我国光伏组件生产企业及2006、2007年产量 MW

序号	企业名称	2006年	2007年
1	无锡尚德	150	364
2	保定英利	55	150
3	晶澳	30	130
4	深圳耀伟	45	120
5	江苏林洋	45	82
6	苏州阿特斯	25	82
7	常州天合	30	80
8	南京中电	30	80
9	宁波太阳能	40	70
10	无锡尚品	25	50
11	上海航天科技	50	50
12	云南天达	7	30
13	交大泰阳	20	30
14	天津京登	10	25
15	浙江向日葵	5	25
16	无锡二象	5	20
17	常州亿晶	—	20
18	江苏中盛	—	15
19	武汉日新	10	15
20	BP佳阳	10	15
其他		129	264
合计		721	1717

(5) 相关产业发展。除上述产业链外,我国光伏相关产业已得到了全面、协调、快速、健康的发展,国内太阳能光伏发电系统及应用技术,光伏系统平衡部件(控制器、逆变器、蓄电池、配电系统、支架和电缆等)制造业,光伏生产设备制造业(如单晶炉、清洗机、等离子刻蚀机、扩散炉、烘干炉、分选机、半自动丝网印刷机、层压机、激光划片机、电池分选机和组件测试仪等)以及专用材料制造业(EVA、铝浆、封装玻璃等)光伏相关产业已成为我国光伏产业的重要组成部分,并对太阳光伏发电成本下降发挥了重要作用。

总之,在世界光伏市场推动下我国光伏产业正沿着专业化、规模化、国际化方向发展。2005年,无锡尚德以82MW

的产量步入世界前8强,同年12月在纽约证交所上市以及2006年签订60亿美元的材料供货合同和并购日本MSK公司成为我国光伏产业向国际化发展的重要标志。晶龙集团2005年太阳能级单晶硅产量达到1126t,已经成为世界最大的太阳能CZ晶硅生产商;宁波太阳能、保定天威英利、常州天合、江苏林洋、南京中电等公司以其产品质量和规模引起国际关注。2006年出现多家百兆瓦以上硅锭和电池制造厂家,规模化、专业化、国际化发展趋势更加明显。它们正在以国际化企业标准提升自身的发展模式和空间,显示我国光伏产业在快速健康发展的同时走向成熟。光伏产业发展为我国营造了一支优秀的企业家队伍和光伏技术队伍,也全方位地推动了我国光伏技术的发展。

(6) 国内光伏市场。我国的光伏市场的发展虽然也是与时俱进,但总体发展比较迟缓。2002~2003年,国家启动《送电到乡》工程,市场有所火爆,2004、2005年又回落到年安装量约5MW的水平。2006年有所增加,年安装量为15MW。截至2005年底,我国光伏系统累计安装容量约为85MW。图1.2-5所示为1990年以来我国光伏市场的发展趋势。由此可以看出,我国光伏发电市场发展趋势是相当平缓的,年增长率大约为17%,远小于世界同期30%~40%的年平均增长率。截至2005年,我国各类光伏应用市场的累计份额见表1.2-9。在各类应用市场中,54.3%是属于商业化的市场(通信工业应用和太阳能光伏产品),45.7%属于政府支持的市场(农村电气化和并网光伏发电),其中,并网发电为2MW,市场份额为3%,远低于世界并网发电市场的累计份额约60%,2005年的份额约75%。

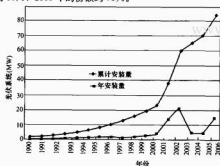


图 1.2-5 1990 年以来我国光伏市场的发展趋势

表 1.2-10 世界太阳能 10 年发货量和累计用量

年 份	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
年发货量	0.078	0.089	0.126	0.155	0.201	0.287	0.391	0.561	0.744	1.2	1.65
年增长 (%)	11.8	14.2	42	23.1	30	42.9	35.7	44	32.5	61.2	35
累计用量	0.577	0.665	0.791	0.946	1.147	1.435	1.825	2.387	3.131	4.331	6.15

注 数据来源——PVNews。

全球光伏产业也开始多元化,欧洲、日本、美国、中国等各国最新2005年的产量和比例,如图1.2-6所示。

光伏产业之所以取得如此巨大的进步,主要是由于各国为解决能源紧缺和环境压力而积极主动地实施了一系列扶持光伏产业发展措施的结果。例如,德国在2000年制定了《可再生能源法》,实行上网电价法(Feed-in Tariff Law),规定上网电价为0.99马克/kWh。2004年修改了上网电价法,不但上网电价更合理,而且符合各种不同电站实际成本和投资者的利益,更容易操作。通过法律把市场经济规律引入到可再生能源的发展中,又以全网平摊法解

决了上网电价法实施过程中遇到的奖金瓶颈,通过政府行为市场化让市场经济规律和市场行为发挥作用,避免了政府行为的种种弊端,从而使德国可再生能源发展在世界一枝独秀。

表 1.2-9 截至 2005 年我国各类光伏应用市场的累计份额

市场分类	装机 (MW)	市场份额 (%)
农村电气化	30	43.0
通信和工业应用	28	40.0
太阳能光伏产品	10	14.0
并网发电	2	3.0
合计	70	100

(7) 我国光伏产业和市场的效益。根据最近的调查和统计,2005年我国光伏产业的总销售额达到约128亿元,其中太阳能级硅材料为0.4亿元、硅锭/硅片为24亿元、太阳能电池/组件为87亿元、光伏工程为3亿元、太阳能庭院灯等光伏应用产品为10亿元、设备制造业为3亿元、专用材料(EVA、玻璃、银铝浆等)为0.6亿元、利税总计约为25.6亿元,是我国整个可再生能源产业中经济效益比较突出的产业。

根据最近的调查和统计,2005年我国光伏产业的总就业人数约为13810人,其中多晶硅材料制造为1000人,硅锭/硅片制造为2360人,太阳能电池制造为1500人,组件封装为2650人,系统工程及市场服务为2000人,平衡部件制造等(逆变器+蓄电池)为500人,专用材料(玻璃、EVA、银铝浆等)制造为500人,照明、庭院灯、消费品制造为3000人,R&D为300人。2006年,就业人数增至近20000人。

光伏产业快速发展为解决就业人数提供了有效机制。高增长的经济效益、高增长的就业机会以及该产业为能源和社会所能提供的可持续发展战略意义引起各地地方政府的高度重视,许多地方政府都把发展光伏产业作为产业结构调整和产业结构调整的重要对象,如江苏、河北、江西和湖北等省及无锡、常州、保定、南通等市。

2.2.1.2 世界光伏产业发展现状

近20年来,世界光伏产业和市场取得了长足的发展和进步,平均增长率为33%,2001~2005年的增长率则为40%以上,见表1.2-10。

德国做法也引起了许多国家的效仿。目前,全球有35个国家和7个地区均先后实施了上网电价法(包括全网平摊法),其中欧美国家的西班牙、意大利、美国最为突出。在各国的推动下,全球光伏产业取得了不断的技术进步,产业升级,规模扩大,价格下降,进而带来更大的技术升级,市场需求扩大,从纯政府扶持过渡到政府拉动、产业

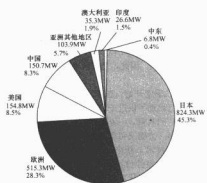


图 1.2-6 2005 年世界各国和地区太阳能电池产量
(Photoninternational 3/2006)

自身推动, 市场自身滚动的良性循环阶段。

过去 30 年, 全球光伏产业从最初的 78 美元/W, 电池产能 1~5MW, 发展到 20 世纪 90 年代的 25~50MW, 价格不到 20 美元/W, 到 2006 年更是达到产量为 2600MW/a。光伏产量增长了 520 倍, 市场价格则下降了近 20 倍 (如图 1.2-7 所示), 开始从高端卫星等应用, 进入民用发电市场。

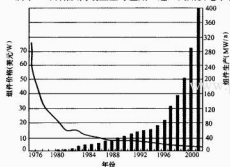


图 1.2-7 太阳能电池组件成本持续降低
(IEA 光伏产业发展研究报告)

技术进步是降低光伏发电成本、促进光伏产业和市场发展的重要因素。几十年来, 围绕着降低成本的各种研究开发工作取得了辉煌成就, 表现在电池效率不断提高, 硅片厚度不断变薄和产业化技术不断进步等方面, 对降低光伏发电成本起到了决定性的作用。在过去 50 年里, 单晶硅和多晶硅电池转换效率不断提升。单晶硅电池的实验室效率已经从 20 世纪 50 年代的 6% 提高至目前的 24.7%, 如图 1.2-8 所示。多晶硅电池的实验室效率也达到了 20.3%。薄膜电池的研究工作也获得了很大成功, 非晶硅薄膜电池实验室稳定效率达到

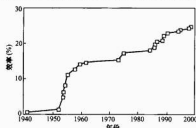


图 1.2-8 单晶硅电池效率记录发展

了 13%，碲化镉 (CdTe) 实验室稳定效率达到 16.4%，铜铟硒 (CIS) 的实验室效率达到 19.5%，如图 1.2-9 所示。其他新型电池, 如多晶硅薄膜电池、有机电池等也不断取得进展, 更高效率的新概念电池也得到了广泛重视。

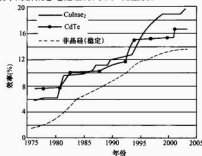


图 1.2-9 典型薄膜电池的效率记录发展

与此同时, 先进技术不断向产业注入, 使商业化电池技术得到提升。目前, 商业化晶硅电池的效率达到 14%~20% (单晶硅电池为 16%~20%, 多晶硅为 14%~16%)。与此同时, 光伏产业技术和光伏系统集成技术的进步, 共同促使光伏发电成本不断降低和光伏市场及产业持续扩大与发展。

另外, 30 多年来, 太阳能电池硅片厚度从 20 世纪 70 年代的 450~500 μ m 降低到目前的 180~280 μ m, 减少了一半以上, 硅材料用量大大减少, 对太阳能电池成本降低起到了重要作用。太阳能电池硅片厚度的递减情况见表 1.2-11。

表 1.2-11 太阳能电池硅片厚度的递减情况

年代	厚度(μ m)	硅材料用量(t/MW)电池
20 世纪 70 年代	450~500	>20
20 世纪 80 年代	400~450	16~20
20 世纪 90 年代	350~400	13~16
目前	180~280	10~13

图 1.2-10 所示为 2004 年各种电池技术的市场份额, 其中多晶硅占 56%, 单晶硅占 29%, HIT 电池[非晶硅(P-型)/单晶硅(n-型)异质结电池]占 5%, 带硅电池占 3%, 其他为薄膜电池, 共计约占 7%。多晶硅电池自 1998 年开始超过单晶硅后一直持续增长, 各种薄膜电池近年来也在稳定增长, 反映出技术进步的推动力量。

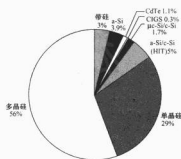


图 1.2-10 2004 年各种电池技术的市场份额

世界光伏产业按照分类应用来看: 光伏并网发电的应用比例增加非常快 (如图 1.2-11 所示); 其他应用包括通信信号、特殊商业和工业应用、农村离网应用、消费类、大型独立电站等也在增长中 (见表 1.2-12 和图 1.2-12)。

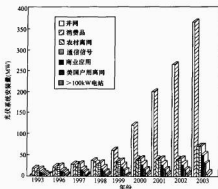


图 1.2-11 世界各种光伏应用市场的发展和份额

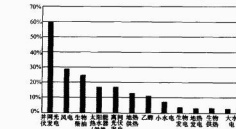


图 1.2-12 世界可再生能源总量平均年增长率(2000~2004 年)

表 1.2-12 并网光伏发电市场份额逐年增长情况

年份	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
份额(%)	7.9	21.3	23.5	29.9	41.7	50.4	51.4	55.5	65.9	>70

表 1.2-13

全球光伏产业增长趋势(1988~2010 年)

年 份	1988	1998	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009(e)	2010(e)
产能(MW)	33.6	154.9	744.26	1200	1650	2370	3400	5000	7500	10 400
增长率(%)	—	36	76	61	38	44	43	47	52	37

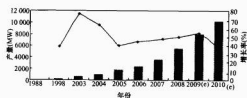


图 1.2-13 全球光伏产业发展趋势

非晶硅技术(CdTe, $\mu\text{-Si}$, CIS, $\mu\text{-Si}$)的强劲增长能填补多晶硅未能满足需求部分的份额。特别是非晶硅有非常现实的潜力,从 2005 年的 0.15GW (9% 的市场份额) 扩张到 2010 年的 2GW (20% 的市场份额)。今后 5 年,光伏产业将继续遵循政府推动及产业和市场滚动的良性发展模式,价格以每年 5%~10% 的速度下降,市场则以每年 30%~40% 的速度成长(见表 1.2-14)。

单晶硅电池的实验室效率已经从 20 世纪 50 年代的 6% 提高至目前的 24.7%,多晶硅电池的实验室效率也达到了 20.3%。而商业化生产的硅片厚度持续下降,转换效率则随之提高,见表 1.2-15 和图 1.2-14。

2.2.2 光伏技术和产业发展趋势

光伏产业产值占全球能源产出的比重尚不足 1%,其价格还是常规能源的 10 倍以上,而同为可再生能源的水电、风电也比光伏发电成本低 1 倍以上,整个可再生能源总量也仅占全球能源的 5%。因此,光伏产业将长期受各国能源政策的左右。

2006 年第二季度开始,德国市场光伏组件价格下降了 10% 以上,并且出现了供过于求的现象。因为政府采取的是“胡萝卜+大棒”的政策,一方面固定上网电价,通过补贴来拉动市场,另一方面又每年减少补贴 5% 以上,促使企业必须通过技术革新来加大规模和降低光伏组件的成本。只有降低光伏组件价格的降价幅度远大于补贴下降幅度,才能更多地吸引光伏系统投资者和消费者。而组件成本下降的幅度大于市场价格的幅度,光伏厂商才可以继续生存和发展。

但是光伏产业的发展也受到自身因素的制约。一方面,全球光伏产业仍以高纯度 6N 硅为主,占到 80% 以上,而全球 8 大硅材料企业垄断了硅材料技术、产能、供应和价格。另一方面,单纯同等技术的投资过度扩张,不仅面临两年后技术升级而被淘汰的问题,还面临无米下锅的问题;或者即使买到高价硅,也是基本无利可图,这样光伏产业将可能面临两头受挤压的局面,产业升级和重组不可避免。中国光伏产业更是两头在外,受到双重挤压,而新的投资又很多,空余产能将很多。另外,各国电子电器产业巨头和能源巨头如 BP 等从长远战略考虑,开始投身光伏产业,也将极大地带动光伏产业的市场化和竞争加剧。全球光伏产业今后 5 年仍将保持每年 30%~40% 的平均增长率,预计 2010 年总产能将达到 10 400MW(见表 1.2-13 和图 1.2-13)。这是一个保持较高增长势头市场,在德国之外,西班牙、意大利、美国等正成长为新兴市场。

表 1.2-14

年 份	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
产量(GW)	1.2	1.65	2.37	3.4	5	7.6	10.4
非晶硅电池产量(GW)	0.07	0.15	0.28	0.7	1.12	1.5	2
非晶硅电池占市场份额(%)	6	9	12	21	22	20	19

注 资料来自 Photon International。

表 1.2-15

硅片与转换率趋势

年份	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
片厚(μm)	320	300	240	200	180	170	160	150
转换率(%)	14.0	14.5	15.0	15.5	16.0	16.5	17.0	17.5

光伏组件价格要达到风力发电的成本,乃至常规能源发电成本需要较长的历程,可能长达 50 年。目前,全球 35 个国家和 7 个地区正在制定和实施上网电价法,未来将加速光伏市场和产业的发展。

最近,美国能源部宣布美国科学家发现了电池转换效率达 40% 以上的技术,这或许将是光伏产业技术的突破,进而带来光伏产业长足进步的曙光。

2.3 太阳热能发电

通常,所谓的太阳能利用是指太阳辐射能的直接利用,基本上有 3 种方式,即太阳能直接转换成热能,称为光—热

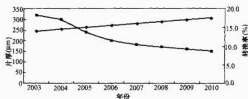


图 1.2-14 电池片厚度与效率提升趋势

—●— 片厚 (μm) —■— 转换率

转换：太阳能直接转换成电能，称为光—电转换；太阳能直接转成化学能，称为光—化学转换。

其中，光—热转换是目前太阳能利用中理论和技術都最为成熟，成本相对较低廉，因而应用也最为广泛，其基本原理是将太阳辐射能收集起来，通过与物质的相互作用转换成热能而加以利用。目前，使用得较多的太阳能收集装置有两类：一类是平板型集热器，另一类则是聚光型集热器。由于它们所能达到的温度不同，因而可以有多个方面的用途，通常就按所能达到的温度及用途不同而分为太阳能的低温热利用（<100℃）、中温热利用（100~300℃）、中高温热利用（300~500℃）和高温热利用（500℃以上）。太阳能发电，通常归类于中、高温热利用范畴。

太阳能发电系统是指利用集热器采集太阳能，通过热力循环来专门发电或主要用于电的系统。当今，主流的太阳能发电系统有3种类型。

- (1) 采用线聚焦抛物面镜的太阳能槽式热发电系统。
- (2) 采用点聚焦旋转抛物面镜的太阳能塔式热发电系统。
- (3) 采用众多定日镜阵列的太阳能塔式热发电系统。

此外，还有诸如利用含盐的池水在阳光的照射下因产生不同的温度梯度来发电的太阳能池发电，以及利用太阳加热形成空气密度差来发电的太阳能烟发电（又称太阳热气流发电）等。

2.3.1 开发现状

2.3.1.1 槽式系统

20世纪70年代末和80年初，美国、西欧、以色列和日本等国都做了很多研究开发工作，取得了较大进展，特别是美国已有9座大型系统投入商业并网运行，总装机容量达35.4万kW（见表1.2-16）。此外，西班牙、日本等国的示范电站也取得了很好成果，起到了示范作用。1981年，国际能源机构（IEA）在西班牙南部的阿尔梅里亚建设了2座额定功率各为500kW的太阳能发电系统，其中的SPSP-DOS即为槽式系统。该系统使用了164台槽式抛物面镜，其中东西型80台、南北型84台，集热总面积为3262m²，用油（HT-43）做集热介质和蓄热介质，蓄热容量为0.75MWh，汽轮机进口蒸汽温度为285℃、压力为25×10⁵Pa，建设费用为2800万马克。日本于1981年在四国香川县仁尾町海边建设了2座装机容量各为1000kW的太阳能发电站，其中之一即为平面镜—曲面镜混合聚光的槽式系统。该系统的平面镜共有25台镜架，每台镜架上有5排反射镜，每排有4.5m²的平面镜于20块。由每台镜架上的100块平面镜把太阳光反射到一组共5台的槽式抛物面镜上。位于抛物面焦点处的集热管互相串联。这样的混合聚光单元共25个。平面反射镜总共2480块、总面积为11160m²，槽式抛物面镜共125台。集热介质为水—蒸汽。汽轮机进口蒸汽温度为346℃、压力为14×10⁵Pa，蓄热介质为混合盐加压力水，蓄热容量为3MWh，建设费用为50亿日元，于1981年9月投入运行试验。由于当地日照条件较差，系统利用率低，经济性差，在取得许多试验数据后，于1984年停止运行。

2.3.1.2 塔式系统

自20世纪80年代开始，世界上已建成的与在建的塔式太阳能发电系统如表1.2-17所列。它们基本上都是试验电站，目的是为设计建设更大的商用电站提供技术和经济上的依据。在这些电站中，日本的仁尾电站和法国的 THEMIS 电站，由于当地日照条件较差，系统利用率低，经济效益差，

表 1.2-16

美国9座槽式太阳能热发电系统技术参数与运行性能

项 目	SEGS I	SEGS II	SEGS III	SEGS IV	SEGS V	SEGS VI	SEGS VII	SEGS VIII	SEGS IX
站址（均在加州）	Daggett	Daggett	Kramer Junction	Kramer Junction	Kramer Junction	Kramer Junction	Junction Junction	Harper Lake	Harper Lake
投运年份	1985	1986	1987	1987	1988	1989	1989	1990	1991
额定电功率（MW）	13.8	30	30	30	30	30	30	80	80
集热面积（×10 ⁴ m ² ）	8.296	18.899	23.030	23.030	25.055 ^①	18.800	19.428	46.434	48.396
介质入口温度（℃）	240	231	248	248	248	293	293	293	293
介质出口温度（℃）	307	316	349	349	349	391	391	391	391
蒸汽参数	—	—	327/43	327/43	327/43	371/100	371/100	371/100	371/100
（℃）	—	—	—	—	—	—	—	—	—
天然气	417/37×10 ⁵	510/105×10 ⁵	510/105×10 ⁵	510/100×10 ⁵	510/100×10 ⁵	510/100×10 ⁵	510/100×10 ⁵	371/100×10 ⁵	371/100×10 ⁵
汽轮机循环效率（%）	31.5 ^②	29.4	30.6	30.6	30.6	37.5	37.5	37.6	37.6
天然气	—	37.3	37.4	37.4	37.4	39.5	39.5	37.6	37.6
汽轮机循环方式	无再热	无再热	无再热	无再热	无再热	再热	再热	再热	再热
镜场光学效率（%）	71	71	73	73	73	76	76	80	80
从太阳能到电能的年平均转换效率（%） ^③	—	—	11.5	11.5	11.5	13.6	13.6	13.6	—
年发电量（×10 ⁶ kWh）	30.1	80.5	92.78	92.78	91.82	90.85	92.65	252.75	256.13

①包括天然气过热。

②1988年建成时为233120m²。

③按太阳总辐射能计算。

在运行两三年取得一定试验数据后即停运。西班牙的 SESA-1 电站、欧共体的 EURELIS 电站及国际能源机构 (IEA) 的 SSPS-CRS 电站均进行了较长期的研究试验工作。其中, 西班牙还同德国合作, 利用 CESA-1 电站的集热器进行试验, 研究气体冷却塔式聚光型系统, 称为 GAST 计划。在表 1.2-17 中所列的电站中, 美国的“太阳 1 号”(Solar-one) 和“太阳 2 号”(Solar-two) 是性能发挥得最好的电站。“太阳 1 号”电站, 即使设有辅助热源, 也可昼夜连续运行 33.6h。建成以后, 经过两年的初试和评估期, 并入南加州电网正常发电。在整个 50 个月 (包括正常发电的 3 年和每星期 5 天的 14 个月) 的运行期, 累计净发电 3.7 亿 kWh。1994 年 10 月, 又完成了“太阳 2 号”电站的设计, 并于 1996 年 4 月投入并网发电。“太阳 2 号”电站换掉了“太阳 1 号”电站的全部水—蒸汽热传输系统 (包括接收器、管道和热交换器) 和油—岩石储热系统, 安装了新的熔融硝酸盐系统 (包括接收器、2 个箱式储热系统和蒸汽发生器系统), 增添了部分反射镜, 并改进了主控系统。具体地说, 与“太阳 1 号”电站相比, “太阳 2 号”电站有如下特点。

表 1.2-17 世界上已建与在建塔式太阳能发电站

名称 (安装地点)	发电功率 (MW)	传热介质	储热介质	并网时间 (年)
Eureliss (意大利)	1.0	水/蒸汽	硝酸盐/水	1980~1984
Sunshine (日本)	1.0	水/蒸汽	硝酸盐/水	1981~1984
SSPS-CRS (西班牙)	0.5	钠	钠	1981~1984
Solar-one (美国)	10	水/蒸汽	导热油/沙石	1982~1988
CESA-1 (西班牙)	1.2	水/蒸汽	硝酸盐	1983~1984
Themis (法国)	2.5	熔盐	熔盐	1983~1986
MSEE/Cat B (美国)	1.0	硝酸盐	硝酸盐	1984~1985
SPFS (俄国)	5.0	水/蒸汽	水/蒸汽	1985~1989
PHOEBUS-TSA (西班牙)	1.0	空气	陶瓷	1992 至今
Solar-two (美国)	10	熔盐	熔盐	1996~1999
PS10 (西班牙)	11	水/蒸汽	蒸汽	2006

(1) 在镜场南部增加了 108 台双轴跟踪的反射镜, 每台面面积为 95m², 共 10 260m², 加上原来的 1818 台反射镜, 总面积为 81 660m²。由于增加了反射镜面积, 使接收器可接收的太阳辐射量达到了商业接收器的水平, 减少了电站早晨启动的时间, 并可为储能系统提供更多的能量。

(2) 用 43MW (热) 圆柱形的硝酸盐接收器替换了水—蒸汽接收器, 不但更加坚实, 而且可容许更高的辐射量。新的接收器, 直径为 5.1m, 高为 6.2m, 从反射镜接收到的平均辐照度为 0.4MW (热)/m²。它在 24 块面板上安装了 768 根内径为 2.6cm、壁厚为 0.12cm 的不锈钢管。进入接收器的熔盐温度为 288℃, 流出温度为 565℃。

(3) 用硝酸盐储热系统替换了油—岩石储热系统。该系统可储存电站 3h 满负荷运行的热量。它包括一个热盐箱 (565℃) 和一个冷盐箱 (288℃)。热盐箱内径为 11.6m, 高为 8.4m, 用不锈钢材制造。冷盐箱直径为 11.6m, 高为 7.8m, 用碳钢钢材制造。箱的外部均绝热。用于这一系统的硝酸盐约为 60 万 kg。

(4) 增加了一个 35MW (热) 的蒸汽发生器, 在此利用硝酸盐的热能产生 512℃ 的蒸汽, 驱动汽轮机发电机组。

(5) 对控制系统进行了改进, 把原有的和新增的反射镜

结合在一个反射镜阵列控制器中。“太阳 2 号”电站共耗资 4850 万美元。其中, 用于电站设计、建设和检验的费用为 3900 万美元; 用于 1 年试验评估阶段和两年电力生产阶段的运行及维护费用为 950 万美元。“太阳 2 号”电站是美国太阳能发电计划中最令人瞩目的一个项目, 但仍是试验电站, 是推进塔式系统商业化进程的先锋工程, 其目的是为建设更合适商业规模的 30~200MW (电) 的塔式系统提供经验和数据, 减少技术上的和经济上的风险, 使电站的建设费用降低到投资者可以接受的水平。

2.3.1.3 碟式系统

碟式太阳热发电系统是世界上最早出现的太阳能发电的动力系统, 其技术研发工作更多集中在欧洲、美国和澳大利亚等发达国家中进行。20 世纪 70 年代末到 80 年代初由瑞典的联合斯特林公司 (USAB)、美国的 Advanco Corporation、MDAC、NASA 及 DOE 等发起开始研究开发碟式聚光—斯特林太阳热发电系统, 大都采用镀膜玻璃的碟式聚光镜、管状直接照射式集热器及 USA81-95 型斯特林机。

美国 Advanco Corporation 于 1984 年就已建立了一套 25kW Dish/Stirling 太阳热发电系统, 太阳能—电能的最大转换率达 29.4%。MDAC 曾建立了 8 套 Dish/Stirling 热发电系统, 系统净效率大于 30%。20 世纪 90 年代初, Cummins 公司开始致力于偏远地区电力应用的 5~10kW Dish/Stirling 热发电系统 (称作 DSJVP 计划)。1992 年, Cummins Power Generation (CPG) 公司在世界上率先把自由活塞式斯特林发动机——直线发电机组用于碟式太阳热发电系统, 他们建造了 3 套设计功率为 7.5kW 的示范装置。美国 DOE、STM/SAIA 联合开发了并网运行的 25kW Dish/Stirling 太阳热发电系统 (称作 USJVP 计划), 该计划的第一、二阶段目标已经实现。美国 Science Application International Corporation (SAIC) 建造的 25kW 的 Dish/Stirling 样机用于试验和评估该系统的低造价、混合型、高可靠性, 具备了大批量生产和商业化的条件, 本项目采用 SAIC 的碟式聚光镜和 STM III 4-120 运动式斯特林机, 平均效率为 18%, 峰值效率为 23%。美国 DOE 与 Boeing Corp. of Huntsville, Alabama 和 Allied Signal Corp. of Tempe, Arizona 签约合作开发了 Dish/Stirling 热发电系统 (DECC 计划), 累计运行超过 10 000h, 太阳能到电能平均效率为 24%, 峰值发电效率为 29.4%, 采用 Kockums 4-95 运动型斯特林发动机, 斯特林的运行温度为 720℃。美国桑迪亚国家实验室 (SNL) 报道, 该研究机构集近年来所开发的先进太阳能技术之所长, 研制了第一套 10kW 碟式斯特林遥控太阳能发电系统的样机, 并已运行了 500 多小时, 达到功率、效率和自动运行等所有的性能指标。1998 年, 美国的 SAIC、STM 及 Arizona Public Service 三方合作已安装了 5 套 25kW Dish/Stirling 系统, 用于进行性能评价及寿命试验。

德国的 SBP 公司于 1984~1988 年间建造了两套大型碟式太阳热发电装置, 安装在沙特阿拉伯的利雅得附近。该装置采用张膜结构的聚光镜, 直径为 17m, 用 USA8 的 4-275 型斯特林发动机, 氢气工作温度为 620℃, 工作压力为 15MPa。当入射光辐照度为 1000kW/m² 时, 净输出 53kW, 效率达 23.1%。1992 年, 德国 SBP 和 DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.) 建立了 3 套 7.5kW 的装置 (第一代先进 Dish/Stirling 发电系统, 即 DSTAL I 项目); 1997 年, 德国 SBP 在西班牙 America 建立了 3 套 9kW 的装置 (第二代先进 Dish/Stirling 发电系统), DSTAL II 项目由 SBP、Steinmüller 及 Solo 联合承担建立 3

套 Dish/Stirling 发电系统, 聚光镜为张膜式结构, Stirling 发动机型号为 Solo-V-161, 实现全天候自动控制运行, 为进行性能、可靠性及寿命评价提供数据, 旨在为大批量生产的 Dish/Stirling 成套设备作技术准备。德国 HTC 公司开发了另一套 Dish/Stirling 系统, 该系统采用 50m² 的固定焦点聚光技术, 于 1997 年安装在 PSA 用于连续试验。

澳大利亚 ANU 在“SG3 Dish”进行了研发工作, 该项目还有一家公司 (Pacific Power) 参与, DLR 和 SunLab 联合进行了 ANU “400m² Big Dish”大型化研究, 为在澳大利

亚的 Tennant Creek 建一太阳能热电厂作技术准备, 期间取得了许多技术突破, 可以降低成本, 如驱动机构简化, 箱体改进, 蒸汽接收器支撑结构改变。截至目前, SG3 大型碟仅建立 2 套, 一套在堪培拉; 另一套在以色列, 用于魏兹曼科学院的实验台, 作为高聚光比的试验装置, 运行良好。

当今世界上, 太阳热发电技术研究开发除了上述的槽式、塔式和碟式 3 种系统之外, 还有诸如太阳池发电、太阳烟囱发电等都处于探索研究的初步阶段。表 1.2-18 列出了 5 种太阳热发电系统性能和技术特点。

表 1.2-18

5 种太阳热发电系统性能和技术特点

形式	聚光集热方式	工作温度 (°C)	合适商用电站容量 (MW)	年平均电站效率 (%)	比投资 (美元/kW)	发电成本 (美分/kWh)	技术特点评估	应用范围
塔式发电	聚光高温	560	30~200	13~14	2400~2900	5.2~8.6	1. 跟踪复杂, 难度大。 2. 能量收集代价高。 3. 已进入中间试验阶段	大容量并网发电
槽式发电	聚光中温	400	30~80	15~17	2000~3000	6.8~11.2	1. 跟踪较简单。 2. 能量收集代价高。 3. 已进入商用发电阶段	中等容量并网发电
碟式发电	聚光高温	650	0.005~0.050 (单台) 5~50 (碟群)	16~18	2500~3000	8.6~13.0	1. 跟踪复杂。 2. 能量收集代价高。 3. 处于试验示范阶段	小容量分散发电, 边远地区独立系统供电或大规模碟场“发电”
太阳池发电	非聚光低温	80	300~1000	—	—	—	1. 不需跟踪。 2. 能量收集代价低。 3. 环海大规模开发。 4. 开发利用受地域限制。 5. 处于示范应用阶段	大容量规模并网发电
热气流发电	非聚光低温	50	5~20	—	—	10~20	1. 不需跟踪。 2. 能量收集代价低。 3. 技术较简单。 4. 处于原理性试验阶段	中小容量并网发电

国内太阳热发电研究开发起步也较早。20 世纪 70 年代末, 我国有些科研院所和高等院校, 如中国科学院电工研究所、上海机械学院和天津大学等, 也对太阳热发电开展了应用基础研究工作, 并在天津和上海分别建立了功率为 1kW 的塔式太阳热发电模拟装置和功率为 1kW 的平板式低沸点工质太阳热发电模拟装置进行试验。20 世纪 80 年代初, 湘潭电机厂与美国太空电子公司合作, 试制了 2 台 5kW 碟式抛物面点聚焦太阳热发电装置。在“八五”、“九五”和“十五”期间, 原国家科委和现在的科技部, 均将大型太阳热发电关键技术列入国家重点科技攻关计划, 将碟式小型太阳热发电装置的研制列入 863 计划, 安排中国科学院电工研究所等单位进行科技攻关和研究开发, 并于 2006 年完成了 10kW 碟式聚光器和 1kW 太阳热碟式聚光斯特林热发电系统, 通过国家 863 办公室组织的专家验收。目前, 已开始实施“十一五”863 太阳热发电研发计划, 研建 1MW 塔式热发电试验示范电站, 投入力度达到 8000 万~1 亿人民币。图 1.2-15 所示为中国科学院电工研究所碟式太阳热发电系统。

2.3.2 发展趋势

太阳热发电技术同其他太阳能利用技术一样, 也在不断完善和发展提高, 但其商业化程度目前还远未达到太阳热水器和太阳能电池的水平。自 20 世纪 90 年代以来, 美国能源部通过“太阳热发电计划”, 对上面介绍的 9 套槽式线聚焦系统进行了考察和分析, 确定了系统运行、维修的优化方案, 对分系统的自动化、可靠性以及集热器的对准和净化等进行了分析。认为槽式电站的运行和维修成本可以降低

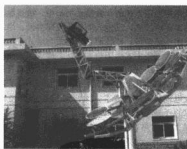


图 1.2-15 中国科学院电工研究所 1kW 碟式太阳热发电系统

30%左右, 已可步入商业化应用。目前, 美国能源部正通过“太阳热发电计划”积极推动太阳热发电技术的商业化进程。该计划的主要内容为:

- (1) 太阳热发电系统和部件的研究与开发。
 - (2) 与太阳能电力工业合作, 开发适合于现在和未来的太阳热发电技术。
 - (3) 对未来的用户开展宣传和培训, 使其认识太阳热发电技术的意义, 重点是帮助太阳能产业界开发商品化的产品, 改进现有技术, 使之尽早进入市场。
 - (4) 大力降低太阳热发电设备的造价和成本。
- 欧洲也制订了积极推进太阳热发电技术的计划, 主要内容为:

- (1) 研制开发低成本、高效率的 100~200MW 的槽式

系统和塔式系统。

- (2) 开发与建立 1~5MW 碟式太阳能—燃油混合系统。
- (3) 在欧洲南部和北非建立太阳能热发电示范工程。
- (4) 制订系统和部件的研制开发计划, 包括系统和部件的优化设计。
- (5) 对于新系统的试验和改进。
- (6) 开发 30MW 级的工业化热发电系统。
- (7) 大力开拓应用市场。

从上述美国和欧洲的太阳能热发电现状和计划可以看出, 这些工业发达国家正处于太阳能热发电商业化的前夕, 政府和工业界正联合采取措施推动商业化进程。专家预测, 2020 年左右, 太阳能热发电系统将在发达国家实现商业化, 并逐步向发展中国家因地制宜地扩展。

各工业发达国家虽然均在采取措施、制定规划, 积极研究和发展太阳能热发电技术, 但对其经济性也有不同的看法。由于在地面上所接受的太阳辐射的能量密度低, 所以太阳能热发电系统的集热面积要比相同容量火电厂煤场的占地面积约大 10 倍。发电系统要获得很高的系统效率, 必须采用高倍率的聚光集热装置, 致使单位容量的造价很高, 其发电成本目前尚难以与火力发电相竞争。但随着新技术、新材料和新工艺的不断发展和研究开发工作的更加深入, 应用市场的不断扩大, 太阳能热发电系统的造价是完全有可能大为降低的。同时, 随着常规能源的涨价和资源的逐步匮乏, 以及大量燃用化石能源对环境影响的日益突出, 发展太阳能热发电技术将会逐渐显现出其经济、社会的合理性。特别是在常规能源匮乏、交通不便而太阳能资源丰富的边远地区, 当需要热电联合开发时, 采用太阳能热发电技术是有利的、可行的。同时, 与常规能源(或其他可再生能源)互补, 建设太阳能/化石燃料混合发电系统的前景很好。

在太阳能热发电系统的 3 种基本类型中, 槽式抛物面线聚焦系统技术比较成熟, 已进入商业化发展阶段, 塔式和碟式正处于技术示范阶段; 比较而言, 槽式与塔式系统适合于兆瓦级以上的中型集中式太阳能热发电站, 碟式系统则更适合于千瓦级至十千瓦级分布式发电系统, 经模块化设计亦可方便地组成大型碟群太阳能热发电站。表 1.2-19 给出了这 3 种太阳能热发电现状 & 项目成本。预计到 2020 年, 塔式和碟式发电技术趋于成熟, 届时也将具有较强的商业竞争力。表 1.2-20 是太阳能热发电与其他可再生能源发电的经济性分析结果。

此外, 近年来的发达国家还开展了一种称为“太阳能烟囱”的太阳能热发电方式的研究试验。太阳能烟囱发电系统, 主要由烟囱集热器(平面温室)和发电机及储能装置组成, 由被温室加热的空气经温室中心和烟囱底部产生气流, 带动发电机而发电。1982 年, 德国科研人员的西班牙马德里南部的 Manzanar 建成一座 50kW 太阳能烟囱示范项目, 首次把大型温室热气流推动涡轮机发电的概念变为现实。这之后, 在此基础上, Enviro Mission 公司开始计划在澳大利亚悉尼以西 600km 处, 建造 200MW 的太阳能烟囱发电站。它的烟囱高 1000m、直径为 130m, 建于直径为 7000m 的平面温室的中心。该电站关键技术, 是在温室的内外创造一定的温差, 使大型圆形玻璃温室内的空气定向运动到中心的倾斜天花板处产生一个近恒速的风流, 通过安装在烟囱底部的 32 个周式叶轮机昼夜连续发电, 设计年发电量为 700GWh, 预计建设投资为 6 亿~7 亿美元。目前, 该项目仍在优化设计阶段。这种方式的最大特点是没有聚光系统, 不但可利用

漫射光, 而且避免了因聚光带来的各项技术难题。目前, 国内一些高等院校也在这方面投入力量进行前期基础性研究。

表 1.2-19 聚光太阳能发电现状 & 项目成本

系统形式	技术现状	单位容量	投资成本 (\$/kW)	运行维护 成本 (¢/kWh)	到____ 年的度电成本 (¢/kWh)
—	—	—	—	—	2000 年 2010 年
槽式	较早实现 商业化发展	30~ 80MW	2900	1.0	6.8~ 11.2 5.6~ 9.1
塔式	示范技术 可行	30~ 200MW	2400~ 2900	0.7	5.2~ 8.6 3.3~ 5.4
太阳能碟式 —斯特林	示范技术 可行	5~ 50kW	2900	2.0	8.6~ 13.0 4.0~ 6.0

注 本表来源于 <http://www.energy.sandia.gov/sunlab/>。

表 1.2-20 几种发电方式的经济性分析

技术	配置方式	成本 (¢/kWh)				
		1997 年	2000 年	2010 年	2020 年	2030 年
生物质	直燃	8.7	7.5	7.0	5.8	5.0
地热	—	3.3	3.0	2.4	2.1	2.0
太阳能 热发电	塔式	—	13.6	5.2	4.2	4.2
	槽式	17.3	11.8	7.6	7.2	6.8
	碟式	—	17.9	6.1	5.5	5.2
光伏	板式	51.7	29.0	8.1	6.2	5.0
风力	水平轴	6.4	4.3	3.1	2.9	2.8

注 本表源自“PROJECT FINANCIAL EVALUATION”, U.S. Sandia National Laboratory, 1997 report, “OVERVIEW OF SOLAR TECHNOLOGIES”, U.S. Sandia National Laboratory, 1997 report.

2.4 生物质能发电

2.4.1 开发现状

生物质发电技术在世界各国已受到广泛重视。截至 2004 年底, 全球生物质发电装机已达 3900 万 kW, 可替代 7000 万 t 标准煤, 是风电、光电、地热等可再生能源发电量的总和, 生物质发电主要集中在发达国家, 特别是北欧的丹麦、芬兰等国, 但印度、巴西和东南亚的一些发展中国家也积极研发或者引进技术建设农林生物质发电项目。我国政府及有关部门已连续在四个五年计划中将生物质能利用技术的研究与应用列为重点科技攻关项目。目前, 我国生物质发电尚处于示范项目阶段, 主要以秸秆发电、沼气发电与生物质气化发电为主, 我国生物质发电约占可再生能源发电装机的 0.5%, 远远低于世界平均水平的 25%。

欧美等国的生物质直接燃烧发电技术成熟, 生物质废弃物发电利用率高, 以丹麦最具代表性: 丹麦 BWE 公司率先研发秸秆生物燃烧发电技术, 于 1988 年诞生了世界上第一座秸秆燃烧发电厂, 目前丹麦已建立 130 家秸秆发电厂, 秸秆发电等可再生能源占了丹麦全国能源消费量的 24% 以上。瑞典、芬兰、西班牙等多个欧洲国家由丹麦 BWE 公司提供技术设备建成了秸秆发电厂, 其中位于英国坎贝斯生物质能发电厂是目前世界上最大的秸秆发电厂, 装机容量 3.8 万 kW, 总投资约 5 亿丹麦克朗。

2003 年以来, 国家发改委先后批复江苏如东、山东单县和河北晋州 3 个国家级秸秆发电示范项目。在建秸秆发电项目分布在山东、吉林、江苏、河南、黑龙江、辽宁和新疆

等地。目前,全国共有超过30个生物质发电项目获得政府核准。2006年12月,国家电网公司旗下国能生物发电有限公司的山东单县发电项目率先投产,装机容量为2.5万kW,引进丹麦BWE公司的世界先进秸秆发电技术,所需燃料以破碎后的棉花秸秆为主,可掺烧部分树枝、桑条、果枝等林业废弃物。项目投资约3亿元,年消耗农林废弃物为15万~20万t,发电量为约1.6亿kWh。此外,江苏宿迁和河北威县的秸秆发电站也已投产发电。生物质发电行业,触发了对相关技术装备的需求,由此带动了国内在引进消化基础上的研发和制造。从2005年开始,生物质发电主设备——锅炉本体及其他辅机均实现了国产化,目前仍需引进的关键部件还有锅炉部分的振动炉排、输料部分的螺旋输料机以及除尘控制装置。

城市生活垃圾(MSW)燃烧发电应用,目前以欧美、日本等发达国家最具代表性。美国垃圾焚烧率为18%,装机容量为2300MW,垃圾焚烧发电约占总垃圾处理量的40%,已建立了十几座垃圾电站,在底特律市有日处理垃圾4000t的垃圾发电厂。日本垃圾焚烧已普及到中小城市,1989年垃圾焚烧处理的比例已达74%,20世纪90年代增加到84%,到2000年已几乎完全采用焚烧法。目前,单台设备最大垃圾处理量为552t/d,仅东京就有19家焚烧厂,处理1.5万t/d生活垃圾,全国共有垃圾发电厂131座,容量约为450MW。目前,法国有垃圾发电站约300座,可处理40%的城市垃圾;德国垃圾焚烧率为25%,发电装机容量为1000MW;荷兰、瑞典、瑞士垃圾焚烧发电率分别为23%、55%、70%。韩国、新加坡等也建立了垃圾供热及发电系统。国际上已形成了一些具有代表性的垃圾焚烧技术:马丁炉、两段炉、两室炉、回转窑、流化床、垃圾衍生燃料、控制氧量燃烧、直流炉、流化床、等离子体焚烧炉及高温或低温裂解等。其中,德国马丁炉,美国Foster Wheeler公司流化床,日本EBARA公司内循环流化床,日本IHI公司及KAWASAKI公司回转窑,在大中型垃圾焚烧发电厂应用较多。

我国城市生活垃圾处理始于20世纪80年代,在1990年前,全国垃圾处理率不足2%。近年来,我国以各大城市为代表,逐步建立起生活垃圾处理发电厂,大多采用的是垃圾焚烧发电技术。我国目前的垃圾焚烧技术主要有两大类,即机械炉排焚烧技术和流化床技术。流化床技术主要由国内一些科研院所开发、研制,取得了一些成果,在20世纪70年代初开始用于焚烧生活垃圾,但由于需加煤才能稳定燃烧,使得后续烟气处理设备复杂,处理困难。由于该技术仍不成熟,所取得的成果有限,难以实现单台设备处理大量垃圾的要求,因此到20世纪90年代后期,随着烟气排放标准提高,流化床技术在生活垃圾焚烧领域几乎消失。因此,我国目前垃圾焚烧主要还是以机械炉排炉为主。1985年,广东省从日本购买了两台垃圾焚烧炉,兴建我国第一座日处理能力为300t的城市垃圾焚烧厂。我国垃圾焚烧厂普遍存在投资高、建设周期长等问题,典型的有上海浦东垃圾焚烧发电厂采用德国马丁技术,上海虹桥垃圾焚烧发电厂采用Stainmuller技术,宁波垃圾焚烧发电厂采用德国诺尔公司技术,深圳南山垃圾焚烧发电厂采用比利时西格斯特技术等。其他建成投产并运行的城市生活垃圾焚烧发电厂有深圳市市政环卫综合处理厂、深圳市龙岗垃圾焚烧发电厂、珠海垃圾发电厂、温州瓯海东庄垃圾发电厂等。据不完全统计,到2010年,各地将建设垃圾电厂150~200座。

混合燃烧发电将生物质与矿物燃料混合燃烧,许多现存设备不需太大的改动,整个投资费用低,具有很大的潜力。

在美国和欧盟等发达国家的研究和应用相当普遍,已经建设了许多示范工程,装机容量在50~850MW之间,少数系统为5~50MW。目前,美国有300多家发电厂采用生物质能与煤炭混燃技术,生物质发电装机容量已达10.5GW,其中70%采用生物质—煤混合燃烧工艺。奥地利最大的电力供应商VERBUND自1997年起在137MW的Zeltweg燃煤发电厂成功进行了生物质气化混合燃烧项目工程示范,生物质原料(树皮、木屑等)燃气热容量设计值为10MWh,可替代约3%热容量的煤炭。我国的生物质混合燃烧发电技术还处在技术研究阶段。2005年12月,我国首台“煤粉—秸秆混燃”发电机组在山东十里泉发电厂建成投产,这一发电机组是从丹麦BWE公司引进的秸秆发电技术,改造后的机组按年运行7236h计算,每年将燃用10.5万多吨秸秆,相当于减少7.56万t原煤消耗。

生物质气化及发电技术在发达国家已受到广泛重视,生物质气化发电技术有三种方法:带有燃气轮机的生物质气化、带有燃气轮机或者是内燃机的常压生物质气化、带有朗肯循环的传统生物质燃烧系统。生物质IGCC作为先进的生物质气化发电技术,能耗比常规系统低,总体效率可大于40%。目前,欧美一些国家正开展这方面研究,如美国的Battelle(63MW)和夏威夷(6MW)项目,美国(8MW)、瑞典(加压生物质气化发电4MW)、芬兰(6MW)以及欧盟建设3个7~12MW生物质气化发电IGCC示范项目,其中一个为加压气化,两个是常压气化。但由于焦油处理技术与燃气轮机改造技术难度大,这些问题限制了其应用推广。以意大利12MW的BIGCC示范项目为例,发电效率约为31.7%,但建设成本高达25000元/kW,发电成本约1.2元/kWh,实用性很差。近年,欧美开展了其他技术路线的研究,如比利时(2.5MW)和奥地利(6MW)开展的生物质气化与外燃式燃气轮机发电技术,美国的史特林循环发电等,但是一些技术仍未成熟,成本较高,目前仍未真正进入市场。

我国在2001~2004年进行了国家“十五”攻关课题“160kW流化床生物质气化发电机组产业化研究”,并在安徽发勇米业有限公司粮食加工厂建成示范装置,原料可用稻草、麦草等软秸秆和稻壳等农业剩余物,燃气热值稳定输出5200kJ/m³以上,最高达5800kJ/m³,焦油含量小于20mg/m³。已投入运行,具有明显的经济效益。在安徽望江联河米业建立了一套400kW生物质气化发电机组,已经连续稳定运行18个月。1998年,第一台循环流化床气化装置与内燃机发电机组配套、出力1000kW的稻壳气化发电机组,在福建莆田华港米业公司的碾米厂成功运行。随后,在海南三亚也建成1000kW生物质示范电站,并成功运行。目前,广州能源所完成了“十五”课题“4MW生物质气化发电示范工程”的研究工作。我国的生物质发电技术的最大装机容量与国外相比,还有很大差距。在现有条件下研究开发与国外相同技术路线的BIGCC系统,存在很大困难。利用现有技术,研究开发经济上可行、效率较高的生物质发电系统是发展我国今后能否有效利用生物质资源的关键。

目前,发达国家主要在垃圾填埋场的沼气处理工艺中应用了沼气发电技术。美国在沼气发电领域有许多成熟的技术和工程,处于世界领先水平。20世纪末以来已有61个垃圾填埋场使用内燃机发电,加上使用汽轮机发电的装置,总容量已达340MW。美国的垃圾沼气的开发利用仅次于美国,20世纪末英国以垃圾为原料实现沼气发电18MW,今后10年内还将投资1.5亿英镑,建造更多的垃圾沼气发电厂。欧洲用

于沼气发电的内燃机,较大的单机容量在 0.4~2MW,填埋沼气的发电效率为 1.68~2kWh/m³。

目前,生物质气化燃料电池一体化发电系统是一种新型的生物质发电技术,还处于系统模拟和实验室研究,还没有商业化运行的装置,我国在生物质气化燃料电池一体化方面的研究还是空白。

2.4.2 发展趋势

分布式电力系统是提高供电安全的最佳手段,未来的电力系统应该是由集中式与分布式有机结合的系统。生物质发电系统是一种方便的、易实现的、无污染的、可再生能源分布式发电系统,可以直接提供给终端用户,不受电网的限制,因此,生物质发电的发展将有助于解决农村和偏远山区的用电问题,以及满足人们日益增长的电力需求。据预测,到 2020 年,西方工业国家 15% 的电力将来自生物质发电,而目前生物质发电只占整个电力生产的 1%,届时,西方将有 1 亿个家庭使用的电力来自生物质发电,生物质发电产业还将为社会提供 40 万个就业岗位。

生物质发电利用模式将趋于多样化,以小型化与接近终端用户、综合利用与热电联供、分布式电力系统三种方式为主。碾米厂、木薯和甘蔗为原料的糖厂、中小型屠宰厂和畜禽养殖场、中小型木材制品厂是小型化与接近终端用户的潜在用户。综合利用与热电联供技术的潜在市场是大型屠宰厂、畜禽养殖场、大型木材制品厂和农林废弃物相对集中的区域。生物质发电系统是方便的、易实现的可再生能源分布式发电系统,无论是哪一类生物质发电方式,无论是大、中、小哪一种规模,生物质发电都可以实现分布式电力系统。

生物质发电技术将趋于多样化发展,不同的生物质发电技术有不同的优势。例如,对热电联供的用户首选的是直接燃烧技术;对要求与其他燃料混合使用的发电项目,首选的是气化技术。对不同生物质种类和特性对发电技术的要求也有明显的不同。例如,含水较高的原料,比较适合直接燃烧发电;较干的原料,比较适合气化发电;对单种原料的生物质,比较容易采用直接燃烧发电;而对多种原料的生物质,比较适合采用气化发电。另外,生物质发电项目还将必须与当地的原料和工业发展水平相匹配。例如,于农业生产分散、农作物品种较多、每年变化情况较大、当地经济发展水平较低的地区,不能建设规模太大的生物质电站。大型生物质电站只适合于农业现代化程度较高、交通方便、农业种植范围大,且集中、经济较发达和管理水平较高的地区。

生物质发电投资主体将多元化,生物质发电项目在中国将以大量的小型电站为主,项目的投资将不全部依赖大型企业集团或国家投资,同时转向投资主体多元化,为乡镇企业、私人企业和其他社会资金投资生物质发电项目创造有利条件。

目前,我国已建成了小规模、中等规模的气化发电系统,有较好的经济效益,同时已经着手考虑引进国外先进的技术和产品。如果解决了气化效率低、焦油含量高、发电设备单机功率小等问题,再加上我国生物质资源非常丰富,到 2010 年生物质气化发电技术可基本成熟,进入大规模地工业化推广应用。我国的“十五”规划纲要提出了建设生物质发电 550 万 kW 装机容量的发展目标,《可再生能源中长期发展规划》提出到 2020 年我国的生物质发电装机容量要达到 3000 万 kW。

2.5 海洋能发电

2.5.1 开发现状

海洋能的形态有多种,潮汐能、波浪能、潮流能以及海

洋温差能都有可能转换为电能,是宝贵的可再生能源资源。

2.5.1.1 潮汐能发电

在开发潮汐能方面,世界各国走在世界前列。法国是世界上最早提出利用潮汐能发电的国家。法国朗斯潮汐电站是迄今为止全世界已建成的最大的潮汐发电站。该电站建成于 1966 年,总装机容量为 240MW,共安装 24 台单机功率为 10MW 的灯泡贯流式水轮机,年发电量为 5.4 亿 kWh,耗资 5.7 亿法郎(约 1 亿美元),是世界上最大的海洋能发电工程。该工程技术创新是采用了与常规水电站不同的,具有正反向发电、泄水和抽水灯泡贯流水轮机发电机组,不但提高了潮汐能的利用效率,同时降低了电站的造价。按 1973 年的实际发电量计算,每度电的成本大概是水力发电的 2 倍。

加拿大安娜波利斯潮汐试验电站建成于 1984 年,位于芬地湾的一个小河口处。该电站的创新点是采用世界上单机容量最大、技术上最先进的全贯流水轮机发电机组,额定功率为 17.8MW,最大出力为 20MW,转轮直径为 7.6m。电站全年发电量约为 0.45 亿 kWh(据估计若采用双向发电的方案,发电成本增加 20%,而发电只增加 10%)。经过多年运行证明,这种全贯流水轮机运行正常,效果很好。

中国江厦潮汐实验电站是 1974 年在原“七一”塘围垦工程的基础上建造的,集发电、围垦造田、海水养殖和旅游业为一体。该电站原设计为 6 台 500kW 双向发电的半贯流式灯泡水轮机发电机组,有 6 个机坑,实际安装了 5 台机组,第一台为 500kW 在 1980 年 5 月投入运行,第二台为 600kW,其余 3 台为 700kW,最后一台于 1986 年投入运行,目前总装机为 3.2MW,为世界第三大潮汐电站,年发电量为 500 余万 kWh。

2.5.1.2 波浪能发电

受风能分布的影响,波浪能资源最丰富的区域为太平洋、大西洋东岸和北纬 30°~60°一带。因此,位于太平洋东岸的加拿大、美国和智利以及位于大西洋东岸的爱尔兰、英国、法国、西班牙和澳大利亚等国的波浪能资源密度较大,这些国家注重降低成本、提高效率,以实现波浪能的大规模利用。中国、日本等位于太平洋西岸的国家,波浪能密度相对较小,因此倾向于将海洋能作为特殊能源使用,注重与远离大陆的海岛用户或海上需求相结合。目前,已发明了多种波浪能转换装置,并建成了数十座波浪能示范电站,其中以英国、挪威、日本等国开发利用的水平较高。

近年采用振荡水柱技术建成的波浪能装置有英国的 LIMPET 振荡水柱式波浪能电站(500kW)、葡萄牙 400kW 振荡水柱式波浪能电站和我国 100kW 振荡水柱式波浪能电站。该电站装机容量为 500kW,预计年发电量为 500MWh。采用摆式波浪能利用技术的有苏格兰的 OPD 公司(Ocean Power Delivery Ltd)的 Pelamis 波浪能装置。Pelamis 装置的能量采集系统为端部相接、直径为 3.5m 的浮筒,利用相邻浮筒的角位移驱动活塞,将波浪能转换为液压能。该装置在 2004 年 8 月 23 日首次完成一周实际海况发电试验,是世界上第一座商业化漂浮式波浪能电站。

近年研制的收缩波道式波浪能装置是由丹麦的 Løwenrød F.R.I. 公司牵头,6 个欧洲国家的多个公司和大学参与合作研究的漂浮式 Wave Dragon 装置。该装置由钢结构组成,漂浮于海面上,通过锚链锚泊于海底,两侧具有导流浮筒,采用低水头的 Kaplan 水轮机组发电。第一台发电上网的模型机目前在丹麦的 Nissum Breeding 进行装配,计划示范装置的装机容量为 4MW,预计电价为 0.11 欧元/kWh。

近期研制的振荡浮子波浪能装置有荷兰 Teamwork

Technology BV 公司研制的 Archimedes Wave Swing (AWS) 装置、爱尔兰的 WaveBob 公司研制的振荡浮子波浪能装置、美国的 Ocean Power Technology (OPT) 公司研制的 PowerBuoy 点吸收式波浪能装置和我国的振荡浮子波浪能装置。

我国“十五”期间研制了一座波浪能独立发电系统。该系统由一个振荡浮子装置俘获波浪能，通过具有能量缓冲器的液压系统，波浪能被转换成稳定的液压能，用于发电和海水淡化，2006 年 4 月开始发电。实际海况试验证明，该系统具有较高的转换效率，可以将系统俘获的波浪能转换成用户可直接使用的稳定电力，多余的能量用于制淡水。

2.5.1.3 潮流能发电

潮流能发电是在海流航道中设置水轮发电机来实现，迄今只有小型原理性实验。

英国 MCT 公司采用水平轴技术分三个阶段发展潮流能发电技术。第一阶段代号为“Scaflow”，由英国工贸部 (DTI) 和欧盟资助 350 万英镑，在德文郡 (Devon) 的林茅斯 (Lynmouth) 研建一座 300kW 的潮流能示范装置 (Marine Current Turbines, MCT)。2003 年 6 月，研究人员对该装置进行了实际海况发电试验。第二阶段 (“SeaGen”) 将投资 600 万英镑，将两个 500kW 水轮机安装在机架两侧进行试验研究。预计进入第三阶段，实现规模化建造及运行。Seapower Scotland 及 Delta Marine 两家公司正根据 MCT 公司的技术做改进设计，以实现批量生产，并在将来向设得兰群岛 (Shetland) 电网供电。

挪威 Hamnerfest Ström AS 公司于 2003 年斥资 690 万英镑采用水平轴技术研建了一个装机容量为 300kW 的潮流能装置，水轮发电机组安装在直立于海床的塔上，通过海底电缆输电到电网，开发商预计 2010 年投入商业运行，总装机容量将达到 300MW。美国的 UEK 公司采用水平轴技术研制了一种叫 Underwater kite 的潮流能装置。2003 年英国的 EB (Engineering Business Limited) 公司与美国新能源与可再生能源中心 (NaREC) 合作，开展潮流能研究。NaREC 投资 100 万英镑，由 EB 公司开展关键技术研究，预算费用为 2200 万英镑。

英国 Lunar Energy Ltd 公司应用收缩管技术开发一种称为 Lunar 的潮流能装置，在 2004 年 4 月进行了 1:20 的模型试验。加拿大的 Blue Energy 公司采用垂直轴技术在 20 世纪 80 年代就进行过 100kW 的水轮机原型实验。目前它们正在从事 500kW 的水轮机准商用机组的实验。美国的 GCK 技术公司利用垂直轴技术研制了一种叫 Gorlov 的潮流能装置，采用 Gorlov 水轮机吸收潮流能能量。意大利阿基米德桥公司 (Ponte di Archimede) 开发的潮流能装置采用该公司研制的一种垂直轴的水轮机 Kolob，该装置能够将任何方向的海流转换成电能，转换效率达到 23%。2002 年，该装置在意大利西西里的墨西那 (Messina) 湖做了发电试验。

我国政府在“九五”、“十五”计划中支持潮流能研究。其中，“九五”期间国家投入 100 万元人民币，中国万向控股有限公司投入 50 万，由哈尔滨工程大学研建一座 70kW 的潮流能装置，该装置采用两个相向转动的垂直轴摆线式水轮发电机组发电；“十五”期间国家投入 75 万元人民币，由哈尔滨工程大学研建一座 40kW 的垂直轴水下潮流能装置。

2.5.2 发展趋势

潮汐能技术比较成熟，主要利用方式是发电上网，发展潜力在于提高效率 and 降低成本。从目前的研发来看，采用全贯流水轮机可以降低建造成本 10%~30%，并可以提高转

换效率。另外，将潮汐能与海水淡化结合起来也是潮汐能技术发展潜力之一。对于潮汐能技术来说，主要发展对环境友好、低运行成本和低维护成本的潮汐能并网发电系统。

波浪能利用的技术途径有许多方式，按位置分有岸式装置和离岸式装置两种，离岸式装置的绝大部分为漂浮式装置，现有的利用技术存在效率率低、稳定性差、可靠性差、建造成本高等问题，主要发展潜力在于提高转换效率、提高稳定性、提高可靠性、降低建造成本。但几个要素之间有时会相互矛盾，故应根据实际情况予以取舍。对于欧洲、美国、澳大利亚等波浪能丰富的地区，主要发展潜力在于提高可靠性和降低建造成本；对于波浪能欠丰富的地区，主要发展潜力在于提高效率和可靠性，通过改善建造方法和批量生产以降低建造成本。另外，为特殊用户开发特殊的波浪能装置也是重要的发展潜力，这些特殊的波浪能装置可以为海上设备（包括海上浮标、海岛军民、海上平台）供电、为海水淡化提供能量。

潮流能装置的发展趋势是大型化和发电上网及独立运行。潮流能利用的技术途径有水平轴技术、垂直轴技术等，但有些技术尚未成熟，而存在建造成本高、可靠性差等问题。技术成熟后，大批量的建造潮流能可以降低建造成本。另外，为特殊用户开发特殊的潮流能装置也是重要的发展潜力，这些特殊的装置可以为海上设备（包括水下潜标、海岛军民）供电、为海水淡化提供能量。

海洋温差发电的最大困难是温差太小、能量密度太低。温差能转换的关键是强化传热传质技术，同时，温差能系统的综合利用是一个多学科交叉的系统工程问题。海水温差发电涉及耐压、绝热、防腐材料、热能利用效率等诸多问题，目前各国仍在积极探索中。中国海洋温差能源开发利用条件在各类海洋能源中位居首位，无污染、取之不尽的海洋温差资源拥有巨大的开发潜力和广阔的应用前景。

随着世界能源需求的日益增长和海洋能利用技术的提高，预期会出现更多的商业化的海洋能发电装置，从长远看，利用海洋能发电将成为可再生能源利用的重要方面。

2.6 地热发电

2.6.1 开发现状

国际上地热发电发展较快，目前全世界已有 22 个国家建成了地热发电站，总装机容量达 800 万 kW 以上，利用程度较高的国家有美国、菲律宾、意大利、日本、墨西哥、新西兰等。据 2005 年土耳其世界地热大会发表的报告，目前从事地热发电的国家已有 24 个，总装机容量为 8912MW，年发电量为 56 798GWh。在世界地热发电总装机容量中，以美国居首位，为 2544MW（占 28.5%），我国为 28MW，排名第 15 位。

美国是世界上利用地热发电的大国，现有装机容量为 2544MW（占 28.5%），运行容量为 1914MW，年发电量为 17 840GWh。地热电站主要分布在加利福尼亚、内华达、犹他和夏威夷四个州内。

菲律宾具有世界上占第二位的地热发电装机，在 20 世纪 90 年代末地热发电已占全国电力的 30%，现装机容量为 1931MW，运行容量为 1838MW，年发电量为 9419GWh。

日本是世界上最著名的温国之一，拥有 32 处适合发电的地热区域，20 世纪 60 年代前曾建有几座小型地热试验电站。1966 年在本州岛岩手县建成松川地热电站，1 台 2 万 kW 的地热机组投入运行；1967 年建成大沼、鬼首、八丁原、葛根田等地电站；80 年代又建成森地电站。近几年又建成山川、澄川、柳津、西山、大雾等地电站，至今

日本共有 17 座地热电厂在运行,多数位于 Tohoku 和 Kyushu 地区,总装机容量为 535MW,年发电量为 3467GWh。日本主要的地热电站除松川地热电站属于蒸汽型电站外,其他地热电站属热水型电站。八丁原地热电站采用两级扩容循环系统和汽水两相流体输送技术。

新西兰从事商业规模电力生产主要是利用以水为主的湿蒸汽地热资源,地热田大都位于 Taupo 湖地区,总装机容量为 565MW,年发电量为 1269GWh。新西兰奥哈基地热电站是世界最新的地热电站,电站建在一条地壳断裂带上,热能是靠超过 1000m 深井里的水从下面热岩层带上来的,水在地下经受大约 20 个大气压,因此不会沸腾,但水上升到地面时,随着压力减小就变成蒸汽,通过管道送进涡轮机带动发电机,整个电站发电装机容量为 10.8 万 kW,整个电站是由远在 27km 外的怀拉基地热电站(装机容量为 192 万 kW,1968 年投运)的工程技术人员进行遥控控制。

哥斯达黎加十分重视利用地热发电,位于米拉瓦列斯火山山麓的地热发电站第二期工程于 1998 年 7 月开工,全部工程 2000 年结束,投入使用后,可满足彭塔雷纳斯省的电力需求。此外,北部的瓜那卡斯特地区正在修建一座大型地热发电站,发电装机容量为 277 万 kW。

利用地热发电除上述几个主要国家外,尚有萨尔瓦多、冰岛、印尼等,其中比较著名的地热电站有墨西哥奇里奇地热电站,装机容量为 3500kW,1959 年投运;乌克兰加地地热电站装机容量为 5000kW,1967 年投运;冰岛一个地热电站装机容量为 5000kW,1969 年投运;俄罗斯正在阿瓦恰南部建设上穆特诺夫地热电站,装机容量为 15 万 kW,已于 2001 年投运;德国在柏林东北部的格罗斯舍内贝克动工修建地热发电站,地下温度达到 140℃,热值相当高,钻孔深度为 4200m,有相当的发电价值。

我国于 1970 年首先在广东丰顺建成第一座地热试验电站,又陆续在河北怀来、江西宜春温汤、山东招远、广西象州热水村、湖南宁乡灰汤、辽宁盖县熊岳、西藏羊八井、朗久、那曲和台湾清水等地建成十几座地热电站。目前,广东丰顺和湖南宁乡灰汤两座地热电站都已运行 30 年,除西藏羊八井外,其他地热电站都是利用中低温地热发电,这些地热电站既有采用一级扩容循环,也有采用双循环发电系统,容量为 50~300 kW 不等,总装机容量为 32.08MW (包括已停运机组),其中 88% 在西藏。西藏羊八井电站是我国最大的地热电站,在 1977~1991 年的 14 年中装机容量总共为 25.18MW,最后一台 3 MW 机组于 1991 年初投入运行,电站出力稳定,发电量在拉萨电网中占有相当大的比重,是拉萨电网中的骨干电站之一。西藏的阿里、那曲地区狮泉河和那曲分别建成两座 1000kW 的地热电站,特别是阿里地区朗久地热电站装机容量为 4000kW,这些电站的建设有效地改善了拉萨、阿里地区的电力供应,为这两个地区的经济建设和人民生活水平的提高发挥了很好作用。

伴随地热电站建设,地热发电利用其关键技术如防腐、除垢、回灌等方面的研究也取得了新的突破。但是与国外对比之下,我国地热发展是缓慢的,与发电总量比值其低,在 1993~2005 年的 12 年当中,就没有新的机组增加,主要原因是高温地热田分布在边远不发达地区,远离工业负荷和大电网,由于当地水力资源丰富,小水电站造价相对较低(地热电站单位千瓦投资为 15 万~20 万元),同时地热

电站可利用的装机容量比较小,对当地供电作用不大,除西藏羊八井电站装机容量略有规模外,其他几个都很小。

2.6.2 发展趋势

2005 年世界地热发电总装机容量为 8 912 MW,运行容量为 8000MW,该数据比 2000 年增长了 12%。2000 年以来至今,有 19 个国家共建 291 座新地热井,钻探总进尺 566 km,平均井深约为 1900m。哥斯达黎加、法国、冰岛、印度尼西亚、意大利、肯尼亚、墨西哥、尼加拉瓜和俄罗斯等国家的地热发电装置有快速增长,比 2000 年增长了 10% 以上。

目前,世界地热发电已取得了长足进展,但地热发电由于受到资源特性、地理位置、勘探技术以及其他能源相竞争等多种因素制约,各国地热发电在本国能源构成中,所占比例仍然很少。2000~2005 年,世界地热发电装机容量增加了 960MW,折合每年为 190MW,这一增长率并不大。据国际能源协会统计,2002 年世界电能生产总量为 15.3×10^4 GWh,因此地热电力仅占 0.4%。地热发电还形不成不替代能源的作用,而只是一种战略能源,只起到多能互补的作用。

最近石油价格猛涨和石油储量的天然下降将影响到今后几年的石油开发,这对地热能开发利用是一个有利因素,可以推动地热电站的建设,当然还需要政策、法规和某些方面的支持,才能吸引投资者从其经济角度得到应有效益。《京都议定书》被发达国家接受是一个关键因素,可以帮助地热电力市场发展。地热发电有可能在 2010 年分享世界电力生产 1% 的份额,要满足世界可再生能源的需求路程尚长。2001~2005 年间,11 个国家有在建项目,除上述提到的国家外,还包括危地马拉和葡萄牙计划的装机容量为 551MW,只要保证财政支持按时到位,它们在 2010 年前就可以完成。如再加上 2005 年以后的新项目,世界地热发电有望新增 1300MW,如中国羊八井的深部地热田等。许多国家已提出近期可以开发的目标,因此预测至 2010 年,有望达到 10815MW 的总装机容量。

我国地热资源多为低温地热,主要分布在四川、华北、松江和苏北,有利于发电的高温地热资源主要分布在滇、藏、川西和台湾;据估计,喜马拉雅山地带高温地热有 255 处 5800MW,迄今运行的地热电站有 5 处共 27.78 MW,全国尚有大量中低温地热,尤其西部地热亟待开发。在羊八井地热田西南 45km 处的羊易地热田,也是一个亟待开发的高温地热田,其浅层热储(300~600m)具备 3 万 kW 的装机容量,有数口井温度在 200℃ 以上,而且水质好,无结垢。西藏电力部门计划一期在羊易地热田装机 12 万 kW,并留有 1.2 万 kW 扩建的余地。另一处高温地热田是云南省西部,热储温度大于 150℃ 高温水热区有 30 多处,腾冲县 13km 处的热海地热田是热泉最集中的地方,有大量热泉、热泉、喷泉和地热蒸汽出露,附近大滚锅热气泉,其深部热储温度为 200~238℃,最高值为 276℃,热田面积为 14.5km²,估算热田热储量可装机 33 万 kW。根据我国地热资源、市场需求、环境保护、政府政策和其他因素,预计在 2010 年地热发电装机容量可望达到 100 MW,到 2050 年将增长到 500~1000MW。

地热发电的可持续发展,关键在于地热资源的可持续性。在地热发电的发展中将采取资源开发与环境保护、环境保护并重方针,强调科学管理,走地热发电产品产业化、规模化之路。

参考文献

- [1] 上海市能源研究会. 能源技术手册. 上海: 上海科学技术出版社, 1989.
- [2] 黄毅诚. 能源百科全书. 北京: 中国大百科全书出版社, 1991.
- [3] 孙鸿烈. 中国资源科学百科全书. 北京: 中国大百科全书出版社, 石油大学出版社, 2000.
- [4] 汪集畅, 马伟斌, 龚宇烈等. 地热利用技术. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [5] 吴治坚. 新能源和可再生能源的利用. 北京: 机械工业出版社, 2006.
- [6] 严陆光. 中国可再生能源发电的技术发展. 北京: 中国新能源, 2005, 9: 15-20.
- [7] 严陆光, 陈俊武. 中国能源可持续发展若干重大问题研究. 北京: 科学出版社, 2007.

www.plcworld.cn

第 2 篇 太阳能光伏发电技术

主编单位：中国科学院电工研究所

北京市太阳能研究所

中国光电技术发展中心

国家发展和改革委员会能源研究所

主 编：孔 力 赵玉文 陈哲良 王斯成

编写人员：孔 力 （中国科学院电工研究所）

赵玉文 （北京市太阳能研究所）

陈哲良 （中国光电技术发展中心）

王斯成 （国家发展和改革委员会能源研究所）

太阳能分布广泛，可自由利用，取之不尽，用之不竭，是人类最终可以依赖的能源。太阳能光伏发电技术是太阳能利用技术中最具发展前景的方式之一。它具有无污染、无噪声、安全可靠、故障率低、维护简便、容量可大可小、建设周期短等优点。它既是今后可替代化石燃料的战略性能源，又是目前边远地区能源供应的一种有效的补充。随着化石燃料的逐渐消耗，太阳能光伏发电技术将越来越显示出其重要性和发展潜力。太阳能光伏发电是一种将太阳光辐射能直接转换为电能的新型发电技术。太阳光辐射能经光伏器件转换为电能，再经过能量储存、控制与保护、能量变换等环节，成为可按人们的需要向负载提供的直流或交流电能。

第1章 太阳能辐射原理

无论是独立发电系统还是并网发电系统,其全部能量都来自于太阳,太阳能电池方阵面上所获得的辐射量决定了它的发电量。太阳能电池方阵面上所获得辐射量的多少与很多因素有关,这些因素包括:当地的纬度、海拔、大气的污染程度或透明程度,还有一年当中四季的变化、一天当中时间的变化、到达地面的太阳辐射直、散分量的比例、地表面的反射率、太阳能电池方阵的安装和跟踪太阳的方式或固定方阵的倾角变化以及太阳能电池方阵表面的清洁程度等。要想较为准确地推算出太阳能电池方阵面上所获得的辐射量,必须对太阳辐射的基本概念有所了解。

1 太阳辐射的基本定律

太阳辐射的直散分离原理、布格-朗伯定律和余弦定律是我们所要了解的三条最基本的定律。

1.1 直散分离原理

大地表面(即水平面)和太阳能电池方阵面(即倾斜面)上所接收到的辐射量均符合直散分离原理,即总辐射等于直接辐射与散射辐射之和,只不过大地表面所接收到的辐射量没有地面反射分量,而太阳能电池方阵面上所接收到的辐射量包括地面反射分量。另外,假定散射辐射和地面反射都是各向同性的,太阳能电池方阵面上所接收到的散射辐射与太阳能电池方阵所对应的视天空有关,而太阳能电池方阵面所接收到的地面反射与太阳能电池方阵所对应的视地表有关,即

$$Q_0 = S_0 + D_0 \quad (2.1-1)$$

$$Q_T = S_T + D_T + R_T \quad (2.1-1)$$

式中: Q_0 为水平地面接收到的总辐射; S_0 为水平地面接收到的直接辐射; D_0 为水平地面接收到的散射辐射; Q_T 为倾斜面接收到的总辐射; S_T 为倾斜面接收到的直接辐射; D_T 为倾斜面接收到的散射辐射; R_T 为倾斜面接收到的地面反射。

1.2 布格-朗伯定律(Bouguer-Lambert Law)

太阳辐射通过某种介质时,会因为介质的吸收和散射而减弱。辐射受介质衰减的一般规律可由布格-朗伯定律确定,在不考虑波长和大气不均匀性的情况下,其近似的数学表达式为

$$S_0' = S_0 F^m \quad (2.1-2)$$

式中: S_0 为太阳常数,等于 1350 W/m^2 ; S_0' 为直接辐射强度; F 为大气透明度; m 为大气质量。

其中的大气质量 m 可用下式计算

$$m = 1/\sin\alpha \times p/p_0 \quad (2.1-3)$$

式中: α 为太阳高度角; p_0 为标准大气压。

其中的太阳高度角 α 可用下式计算

$$\sin\alpha = \sin\delta \sin\phi + \cos\delta \cos\phi \cos\omega \quad (2.1-4)$$

式中: δ 为太阳赤纬角, $\delta = 23.5 \sin 360^\circ \times (284 + N)/365$; ϕ 为当地纬度 ($0^\circ \sim 90^\circ$); ω 为时角(地球自转一周 360° , 24h), 即 $15^\circ/\text{h}$ 或 $0.25^\circ/\text{min}$ 。

一年中太阳赤纬角的变化规律,如图 2.1-1 所示。

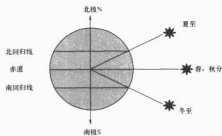


图 2.1-1 一年中太阳赤纬角的变化规律图

1.3 余弦定律

任意倾角面上的辐照度同该表面法线与人射线方向之间夹角的余弦成正比,即余弦定律

$$S_T' = S_0' \cos\theta \quad (2.1-5)$$

$$S_p' = S_0' \sin\alpha \quad (2.1-5)$$

式中: S_0' 为水平面上的直射光强; S_0' 为直射光强; S_T' 为倾斜方阵面上的直射光强; θ 为直射太阳光入射角; α 为太阳高度角。各种角度的关系可参见图 2.1-2。

倾斜方阵面上各种辐射光强 Q_T' 可计算为

$$Q_T' = S_T' + D_T' + R_T' \quad (2.1-6)$$

式中: S_T' 为倾斜方阵面上的直射光强; D_T' 为倾斜面上的散射光强; R_T' 为倾斜面上的反射光强。

其中的倾角面上散射光强 D_T' 可用下式计算

$$D_T' = D_0' (1 + \cos Z)/2 \quad (2.1-7)$$

式中: D_0' 为水平面上的散射光强; Z 为太阳能电池方阵倾角。

其中的倾角面上反射光强 R_T' 可用下式计算

$$R_T' = \rho Q_0' (1 - \cos Z)/2 \quad (2.1-8)$$

式中: ρ 为地面反射率; Q_0' 为水平面上的总辐射光强。

其中,不同地面状况的反射率见表 2.1-1。

表 2.1-1 不同地面状况的反射率		%	
地面类型	反射率	地面类型	反射率
积雪	70~85	浅色草地	25
沙地	25~40	落叶地面	33~38
草地	16~27	深色硬土	15
		水泥地面	30~40

由上面的公式可知,太阳能电池方阵面上所接收到的散射辐射和地面反射被认为是各向同性的,与太阳光的入射角度无关。太阳能电池方阵所接收到的天空散射与太阳能电池方阵面的视天空有关;方阵水平向上,方阵倾角 Z 为 0° , 视天空为 100% , $D_T' = D_0'$; 水平向下 Z 为 180° , 视天空为 0 , $D_T' = 0$; 方阵垂直安放则 Z 为 90° , 视天空为 50% , $D_T' = 1/2 D_0'$ 。太阳能电池方阵所接收到的地面反射与太阳能电池方阵面的视地表有关,不再赘述。

各种角度的关系如图 2.1-2 所示。

图 2.1-2 中太阳方位角的表达式

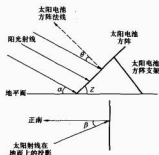


图 2.1-2 太阳能电池方阵与各种参数的相对关系图

$$\sin \beta = \cos \delta \sin \alpha / \cos \alpha \quad (2.1-9)$$

$$\cos \beta = (\sin \alpha \sin \delta - \sin \delta) / \cos \alpha \cos \delta \quad (2.1-10)$$

2 太阳能电池方阵不同运行方式的数学模型

2.1 辐射量计算的一般方法

太阳能电池方阵可以固定向南安装，可以安装成不同的对日跟踪系统，如全跟踪、东西向跟踪、水平轴跟踪、极轴跟踪等。要计算不同运行方式下太阳能电池的输出发电量，必须首先建立不同情况下系统的数学模型。

从上面的定律可以知道，我们所需要的太阳能电池方阵倾斜面上所接收到的辐射量 Q_T ($Q_T = S_T + D_T + R_T$)， S_T 、 D_T 、 R_T 的数学表达式如下：

太阳能电池方阵接收到的每天直接辐射 S_T

$$S_T = 2 \int_{\omega_s=0}^{\omega_s} S_T d\omega = 2 \int_{\omega_s=0}^{\omega_s} S_0 F \cos \theta d\omega \quad (2.1-11)$$

太阳能电池方阵接收到的散射辐射 D_T

$$D_T = 2 \int_{\omega_s=0}^{\omega_s} D_T d\omega = 2 \int_{\omega_s=0}^{\omega_s} D_p (1 + \cos Z') / 2 d\omega \quad (2.1-12)$$

太阳能电池方阵接收到的地面反射 R_T

$$R_T = 2 \int_{\omega_s=0}^{\omega_s} R_T d\omega = 2 \int_{\omega_s=0}^{\omega_s} \rho Q_p (1 + \cos Z') / 2 d\omega \quad (2.1-13)$$

由上面的公式可以计算出每天太阳能电池方阵面上所接收到的辐射量。公式中水平面散射辐射强度 D_p 和水平面总辐射强度 Q_p 可以通过将日辐射量离散得到。

公式中太阳光的人射角 θ 和太阳能电池方阵任一时刻的倾角 Z' 随太阳能电池方阵的运行方式的不同而变化。

太阳能电池的安装可以分为地平坐标系和赤道坐标系。地平坐标以地平面为参照系，如果是 2 维的跟踪系统，则跟踪 2 个变量：太阳的高度角和方位角。

地平坐标系 $\cos \theta$ 的通式为

$$\cos \theta = \cos Z' \sin \alpha + \sin Z' \cos \alpha \cos (\gamma - \beta) \quad (2.1-14)$$

式中： γ 为太阳能电池方阵任一时刻方位角； β 为太阳方位角。

固定安装时，太阳能电池方阵向南安放，方阵倾角始终不变，则有 $Z' = Z$ ， $\gamma = 0$ ，代入式 (2.1-14) 得

$$\cos \theta = \cos Z \sin \alpha + \sin Z \cos \alpha \cos (-\beta) \quad (2.1-15)$$

东西跟踪时，太阳能电池方阵的倾角不变，只跟踪太阳的方位角，则有 $Z' = Z$ ， $\gamma = \beta$ ，代入式 (2.1-14) 得

$$\cos \theta = \cos Z \sin \alpha + \sin Z \cos \alpha = \sin (\alpha + Z) \quad (2.1-16)$$

全跟踪时，太阳能电池方阵始终跟踪太阳的高度角和方位角，则有 $Z' = 90^\circ - \alpha$ ， $\gamma = \beta$ ，代入式 (2.1-14) 得

$$\cos \theta = \cos Z \sin \alpha + \sin Z \cos \alpha = \sin (\alpha + Z) \quad (2.1-17)$$

即入射角 $\theta = 0$ ，始终准确跟踪太阳。

赤道坐标以地球贯穿南极和北极的地轴和地球的赤道平面为参照系，太阳能电池必须安装在一根与地轴平行的主轴上（主轴的倾角调整到当地纬度即与地轴平行），如果是 2 维跟踪系统，也跟踪 2 个变量，即太阳的赤纬角和时角。跟踪是靠调节太阳能电池方阵与主轴的夹角（太阳赤纬角）和主轴的旋转角（时角）来实现的。

图 2.1-3 所示为太阳能电池方阵与各种参数的相对关系图，其左边的太阳能电池板与主轴的夹角可以根据太阳赤纬角进行调整，春分至秋分，太阳照射在北半球，太阳能电池板向北倾斜，与主轴的北向夹角等于太阳赤纬角；秋分至春分，太阳照射在南半球，太阳能电池板向南倾斜，与主轴的南向夹角等于太阳赤纬角；主轴旋转跟踪时角，可以进行全跟踪；右边的太阳能电池板固定在主轴上，不能进行赤纬角调整，仅仅旋转主轴对时角进行跟踪，这样的系统称作极轴跟踪系统。无论是全跟踪还是极轴跟踪，主轴均朝向正南，主轴与地面的夹角 Z 都等于当地纬度： $Z = \phi$ 。

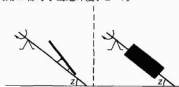


图 2.1-3 太阳能电池方阵与各种参数的相对关系图

为导出赤道坐标系跟踪系统的数学模型，先给出太阳能电池方阵在旋转球面上的定位三角形，见图 2.1-4。

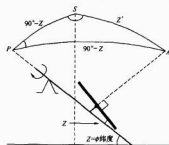


图 2.1-4 赤道坐标系跟踪系统在地球上的定位三角形

图 2.1-4 中 P 为跟踪系统主轴延长线与天球之交点， S 为天顶轴在天球上的交点， A 为太阳能电池方阵法线延长线在天球上的交点。有了以上定位三角形不难从球面三角学的基本公式导出赤道坐标系的基本公式

$$\begin{aligned} \cos Z' &= \sin Z \sin \alpha + \cos Z \cos \alpha \cos \gamma \\ \sin Z' \sin \gamma &= \sin \alpha \cos Z \\ \sin Z' \cos \gamma &= -\cos Z \sin \alpha + \sin Z \cos \alpha \cos \gamma \end{aligned} \quad (2.1-18)$$

在赤道坐标跟踪系统中，方阵的主轴总是与地轴平行，即总有 $Z = \phi$ ，代入上面的公式，得出赤道坐标系统的数学模型通式

$$\begin{aligned} \cos Z' &= \sin \phi \sin \alpha + \cos \phi \cos \alpha \cos \gamma \\ \sin Z' \sin \gamma &= \sin \alpha \cos \phi \\ \sin Z' \cos \gamma &= -\cos \phi \sin \alpha + \sin \phi \cos \alpha \cos \gamma \end{aligned} \quad (2.1-19)$$

式中： Z 为太阳能电池方阵主轴向南的倾角； Z' 为任一时刻太

阳电池方阵倾角: Ω 为赤道坐标系中太阳能电池方阵主轴的旋转角; α 为太阳能电池方阵与主轴的夹角。

经过坐标变换可以得到赤道坐标系中人射角 $\cos\theta$ 的数学表达式通式

$$\cos\theta = \cos Z' \sin\delta \sin\Omega + \cos Z' \cos\delta \cos\Omega \cos\omega + \cos\delta \sin Z' \sin\Omega \cos\omega \cos\gamma - \sin\delta \cos\delta \cos\Omega \sin Z' \cos\gamma \quad (2.1-20)$$

2.2 固定安装时的模型

太阳能电池方阵向南安放, 旋转角等于零, 方位角向南等于零, 方阵倾角固定, 则有: $\Omega = 0; \gamma = 0; Z = Z - \alpha = \phi - z$, 代入式 (2.1-20) 得

$$\begin{aligned} \cos\theta &= \cos Z' \sin\delta \sin\Omega + \cos Z' \cos\delta \cos\Omega \cos\omega + \\ &\quad \cos\delta \sin Z' \sin\Omega \cos\omega \cos\gamma - \sin\delta \cos\delta \cos\Omega \sin Z' \cos\gamma \end{aligned} \quad (2.1-21)$$

进行坐标变换, 上式可以写成

$$\begin{aligned} \cos\theta &= \cos Z' \sin\alpha + \sin Z' \cos\alpha \cos\beta \\ &= \cos(Z - z) \sin\alpha + \sin(Z - z) \cos\alpha \cos\beta \end{aligned} \quad (2.1-22)$$

考虑到地平坐标系中太阳能电池方阵的向南倾角 Z 就是赤道坐标系中的 $Z - z$, 则固定安装时, 地平坐标系和赤道坐标系的 $\cos\theta$ 的数学表达式是一致的。

2.3 极轴跟踪时的模型

不跟踪太阳赤纬角, 太阳能电池方阵与主轴的夹角 $\alpha = 0$, 太阳能电池方阵的旋转角始终等于时角, 于是有: $\Omega = \omega; Z = \phi; z = 0$, 代入式 (2.1-19) 得

$$\begin{aligned} \cos Z' &= \cos\phi \cos\omega \\ \sin Z' \sin\gamma &= \sin\omega \\ \sin Z' \cos\gamma &= \sin\phi \cos\omega \end{aligned} \quad (2.1-23)$$

将式 (2.1-23) 代入式 (2.1-22) 得 $\cos\theta = \cos\delta$, 由此可知, 赤道坐标极轴跟踪的误差就是赤纬角的误差 $\cos\delta$, 误差最大值在夏至和冬至, 此时 $\delta = \pm 23.5^\circ$ ($\cos 23.5^\circ = 0.92$), 与全跟踪相比最大误差仅有 8%, 全年的平均误差只有 4%。由于这种跟踪方式很容易控制, 只需要主轴按照时钟速度匀速旋转即可, 所以许多光热和光伏发电系统都采用此种跟踪方式。

2.4 全跟踪时的模型

全跟踪时有: $\Omega = \omega; Z = \phi; z = \delta$, 得

$$\cos Z' = \sin\delta \sin\Omega + \cos\delta \cos\Omega \cos\omega \quad (2.1-24)$$

实际上, 上式就是太阳高度角的正弦表达式 ($\sin\alpha$), 由此可知全跟踪时有: $Z' = 90^\circ - \alpha$, 于是通式中的后两式为

$$\begin{aligned} \sin\gamma &= \sin\omega \cos\delta / \cos\alpha \\ \sin Z' \cos\gamma &= -\cos\delta \sin\Omega + \sin\delta \cos\Omega \cos\omega \end{aligned} \quad (2.1-25)$$

进行坐标变换, 得到: $\gamma = \beta$, 将式 (2.1-24)、式 (2.1-25) 代入式 (2.1-22), 得到: $\cos\theta = 1$ (即 $\theta = 0$), 阳光的人射角始终与太阳能电池方阵的法线重合, 太阳能电池方阵始终正对阳光。由此可见, 无论是地平坐标系还是赤道坐标系都可以做到准确跟踪太阳, 只不过跟踪的参数不同而已。

上面介绍的数学模型覆盖了所有太阳能电池方阵的安装运行方式, 根据这样的数学模型, 我们就可以编制计算机辅助设计程序, 计算出无论是地平坐标系还是赤道坐标系中太阳能电池方阵不同的运行方式下倾斜方阵面上所获得的辐射量, 以此作为容量设计的依据。

3 太阳能电池方阵面所接收到的太阳辐射的计算

从水平面太阳辐射资料和上述太阳能电池方阵不同运行方式的数学模型就可以计算出太阳能电池方阵面所接收到的太阳辐射。由于计算过程非常复杂, 只能根据数学模型编制计算机程序进行计算。目前计算倾斜方阵面上的光伏系统设计的计算机辅助设计软件有很多, 如北京市计科公司根据上节太阳辐射模型开发的计算机辅助设计软件 PVCAD, 上海电力学院开发的辐射量计算软件, 以及世界上广泛流行的加拿大环境资源署和美国宇航局 (NASA) 共同开发的光伏系统设计软件 RetScreen。通过这些软件, 可以很方便地计算固定方阵固定倾角、地平坐标东西向跟踪、赤道坐标极轴跟踪以及双轴精确跟踪等多种运行方式下太阳能电池方阵面上所接收到的太阳辐射。下面仅以固定方阵固定倾角为例进行计算。

如果采用计算机辅助设计软件, 应当进行太阳能电池方阵倾角的优化计算, 要求在最佳倾角时冬天和夏天辐射量的差异尽可能小, 而全年总辐射量尽可能大, 二者应当兼顾。这对于高纬度地区尤为重要, 高纬度地区的冬季和夏季水平面太阳辐射差异非常大 (我国黑龙江相差 5 倍), 如果按照水平面辐射量进行设计, 则蓄电池的冬季存储量要远远大于阴雨天的存储, 造成蓄电池的设计容量和投资都加大。选择了最佳倾角, 太阳能电池方阵面上的冬夏季辐射量之差就会变小, 蓄电池的容量可以减少, 系统造价降低, 设计更为合理。

一般情况下, 也可以根据当地纬度由下列关系粗略确定固定太阳能电池方阵的倾角, 见表 2.1-2。

表 2.1-2 当地纬度与固定太阳能电池方阵的倾角粗略关系

纬度	太阳能电池方阵倾角
0~25°	等于纬度
26°~40°	纬度加 5°~10°
41°~55°	纬度加 10°~15°
>55°	纬度加 15°~20°

3.1 倾斜面上太阳辐射的软件辅助计算

倾角确定以后, 就可以利用专用计算机辅助设计软件进行倾斜面太阳辐射的计算, 举例如下:

采用 PVCAD 软件的计算结果见图 2.1-5。

采用 RetScreen 设计软件的计算结果见图 2.1-6。

3.2 倾斜面上太阳辐射的估算

倾角确定以后, 如果手头没有计算机软件, 可以由水平面辐射量估算太阳能电池方阵平面上的辐射量。一般来讲, 固定倾角太阳能电池方阵面上的辐射量要比水平面辐射量高 5%~15%。直射分量越大、纬度越高, 倾斜面比水平面增加的辐射量越大。

4 中国的太阳能资源

我国地处北半球, 土地辽阔, 幅员广大, 国土总面积达 960 万 km^2 。南从北纬 4° 的曾母暗沙, 北到北纬 52.5° 的漠河, 西自东经 73° 的帕米尔高原, 东至东经 135° 的黑龙江与乌苏里江汇流处, 距离都在 5000km 以上。在我国广阔富饶的土地上, 有着丰富的太阳能资源。全国各地的年太阳辐射总量为 3340~8400 MJ/m^2 , 中值为 5852 MJ/m^2 。从全国太阳年辐射总量的分布来看, 青藏高原和西北地区、华北地

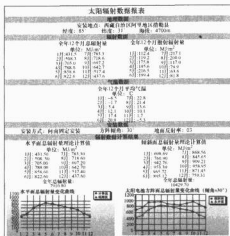


图 2.1-5 PVCase 设计软件的倾斜面太阳辐射计算结果

区、东北大部以及云南、广东、海南等部分低纬度地带的年太阳辐射总量都在 $5000\text{MJ}/\text{m}^2$ 以上, 是我国太阳能资源丰富或较丰富的地区。尤其以青藏高原地区最高, 达 $6000\sim 8000\text{MJ}/\text{m}^2$ 。而长江流域及四川、贵州等东、中部地区的太阳能资源条件较差, 年太阳辐射总量在 $5000\text{MJ}/\text{m}^2$ 以下。特别是四川盆地, 只有 $3300\sim 4000\text{MJ}/\text{m}^2$, 是我国太阳能资源最低的地区。

我国太阳辐射资源分布如图 2.1-7 所示。

根据图 2.1-7 中可将全国划分为四类资源水平, 详见表 2.1-3。

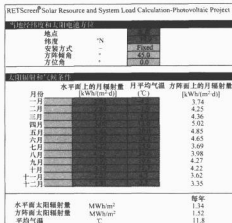


图 2.1-6 RetScreen 设计软件的倾斜面太阳辐射计算结果

太阳能辐射数据可以从县级气象台站取得, 也可以从国家气象局取得。从气象局取得的数据水平面的辐射数据包括: 水平面总辐射, 水平面直接辐射和水平面散射辐射。

表 2.1-3 不同地面状况的反射率

辐射等级	年辐射量 (kWh/m^2)	日辐射量 (kWh/m^2)
最好	≥ 1860	≥ 5.1
好	$1500\sim 1860$	$4.1\sim 5.1$
一般	$1200\sim 1500$	$3.3\sim 4.1$
差	< 1200	< 3.3

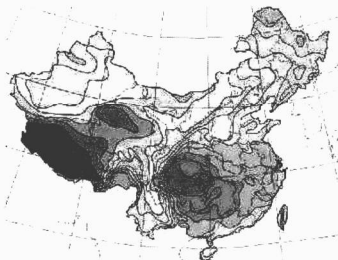


图 2.1-7 我国太阳辐射资源分布图

第2章 晶体硅太阳能电池

太阳能电池是基于光伏效应的光电器件，它可将太阳辐射能直接转换为电能。所谓光伏效应是指当光照射到安装有两个电极的固态或液态系统时，电极之间能产生电压。基于晶体硅光电效应的太阳能电池称晶体硅太阳能电池。当光子被具有pn结的半导体晶体硅吸收后将产生电子空穴对。这些电子空穴对到达pn结时被结电场分离到pn结的两边。当接通外接负载时，就形成光电流，输出电能。实际使用太阳能电池时需要将它们串、并联后封装在一起，做成组件。

目前，晶体硅太阳能电池的光电转换效率为16%~20%，实验室最高效率为24.7%，已比较接近太阳能电池效率的理论极限29%。

早在1938年就发现了光伏效应，但直至1954年Bell实验室的Chapin等人才利用光伏效应研制成光电转换效率为6%的太阳电池，而后效率很快就增加到10%，应用到人造卫星作为电源，并逐步扩展到地面应用。

利用太阳能电池发电的一次能源是太阳辐射能，它到处都有，取之不尽，用之不竭；没有机械转动部件，无噪声，无污染，不产生高温，而且使用寿命很长。它还是一种灵活性很强的能源，其发电功率范围可以小到几毫瓦，大到几千瓦。

目前制造晶体硅太阳能电池时，成本最高的部分是硅片。为了降低硅片制造成本，20世纪70年代出现了一种浇铸制造多晶硅锭然后切割成硅片的技术。现在用多晶硅片制造的多晶硅太阳能电池的生产量已远远超过单晶硅电池。

尽管已经找到一些其他太阳能电池材料并已做成了太阳电池，尽管晶体硅电池制造方法复杂和材料成本较高，但至今硅基太阳电池仍然以绝对优势占据着太阳能电池市场，并且这种状态可能还要延续很长时间。这主要是由于地球上硅原材料的储量丰富，晶体结构稳定，硅半导体器件工艺成熟，对环境的影响很小，而且有望进一步提高光电效率，降低生产成本。目前晶体硅电池占各种形式的太阳电池总量的93%。

1 硅的晶体结构

硅是现有太阳能电池的基础材料。地球上硅的丰度为25.8%。硅属于元素周期表第三周期Ⅳa族，原子序数14，原子量28.085，原子价主要为4价。硅晶体中原子以共价键结合，并具有正四面体晶体学特征，具有金刚石型结构。常用化学键理论描述晶体硅材料结构特性。

1.1 化学键

硅晶体中的化学键是共价键，每个原子都与周围的原子形成四个等价的共价键。硅原子的电子构型是 $1s^2$ 、 $2s^2$ 、 $2p^6$ 、 $3s^2$ 、 $3p_x^1$ 、 $3p_y^1$ ；硅原子组成硅晶体时，由于其 $3s$ 轨道与 $3p$ 轨道简并化，并线性组合成新的轨道函数。杂化成的轨道函数很多，但符合正交归一化条件的只有四个轨道，如图2.2-1所示。



sp^3 杂化只能形成4个共价键，而且硅原子只能在特定方向上形成共价键，它们的对称轴指向正四面体的四个顶角，如图2.2-2所示，其中圆球表示硅原子，圆球间的连线表示共价键。它们两两之间的夹角都是 $109^\circ28'$ ，硅晶体属金刚石型结构。

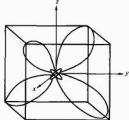


图 2.2-1 硅晶体中原子

的 sp^3 杂化轨道

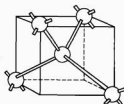


图 2.2-2 硅晶体中共

价键的取向

1.2 硅的晶体结构

硅晶胞是立方晶系。硅晶胞的8个顶点和6个面心都有原子，另外在立方体内还有4个硅原子，各占据空间对角线上距相应顶点 $1/4$ 处。硅的晶格常数 $a=0.357\text{ nm}$ 。硅晶体中的原子密度为： $n_a=8/(0.357\text{ nm})^3\approx 5\times 10^{22}\text{ cm}^{-3}$ 。

相邻两原子间的间距为 $\sqrt{3}a/4=0.2351\text{ nm}$ ，四面体共价半径为 0.1175 nm ，如图2.2-3所示。

图2.2-4表示出整个硅晶体结构。在 $[111]$ 方向，从下向上原子层的排列是 $\gamma a b \beta \gamma$ 最上层的 γ 层原子和最下层的 γ 层原子完全重合，显示晶体结构的周期性。

硅晶体中有一些重要的晶面和晶向，如图2.2-5所示。硅由于金刚石结构的对称性，每一类型的晶面组 $\{hkl\}$ 含有多个等同晶面 $\{hkl\}$ 。

$$\begin{aligned} \{100\} &= (100), (\bar{1}00), (010), (0\bar{1}0), (001), (00\bar{1}), \\ \{110\} &= (110), (\bar{1}\bar{1}0), (101), (\bar{1}0\bar{1}), (011), (0\bar{1}\bar{1}), \\ &\quad (1\bar{1}0), (\bar{1}10), (10\bar{1}), (\bar{1}01), (01\bar{1}), (0\bar{1}1), \\ \{111\} &= (111), (\bar{1}\bar{1}\bar{1}), (\bar{1}11), (11\bar{1}), (1\bar{1}1), \\ &\quad (\bar{1}\bar{1}1), (1\bar{1}\bar{1}), (\bar{1}\bar{1}1) \end{aligned}$$

晶向是指晶列组的方向。用晶向指数和方括号 $[hnp]$ 标志。其中有相同的结点间距和质点分布的晶列组称为等同晶列组，其方向用 $\langle hnp \rangle$ 标志。

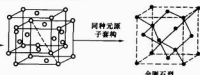


图 2.2-3 金刚石型晶胞的构成

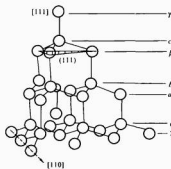


图 2.2-4 硅的晶体结构

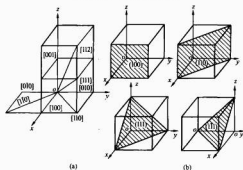


图 2.2-5 硅晶体中几个重要的晶向和晶面

(a) 晶向; (b) 晶面

硅晶体中重要的晶向和等同晶向有:

 $\langle 100 \rangle = [100], [010], [001], [\bar{1}00], [0\bar{1}0], [00\bar{1}]$
 $\langle 110 \rangle = [110], [011], [101], [1\bar{1}0], [01\bar{1}], [\bar{1}01], [\bar{1}10], [0\bar{1}1], [10\bar{1}], [\bar{1}\bar{1}0], [0\bar{1}\bar{1}], [\bar{1}0\bar{1}]$
 $\langle 111 \rangle = [111], [\bar{1}11], [1\bar{1}\bar{1}], [\bar{1}\bar{1}\bar{1}], [1\bar{1}\bar{1}], [\bar{1}\bar{1}\bar{1}], [\bar{1}\bar{1}\bar{1}]$
 $\langle 112 \rangle = [112], [211], [121], [1\bar{1}\bar{2}], [2\bar{1}1], [1\bar{2}1], [\bar{1}\bar{1}2], [2\bar{1}\bar{1}], [1\bar{2}\bar{1}], [2\bar{1}\bar{1}]$

及与他们相反的晶向。

硅晶体中 {111} 面和 {110} 面分别是主要解理面和次要解理面。

硅晶体的原子的配置除了具有周期性外,同时还具有一定的对称性。图 2.2-6 表示硅晶体的旋转轴。

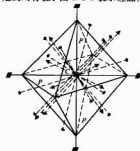


图 2.2-6 硅晶体的旋转轴

1.3 硅晶体的表面与界面

硅晶体的物理表面是三维周期性结构与真空或气相之间的过渡区。从电子分布来看,以表面最外层原子为基准表面,向真空和体内各延伸 1.0 ~ 1.5nm 的区域。

由于吸附和偏析,晶体硅表面数个原子层的化学成分通常与体内不同。

吸附是气相分子撞击表面并黏附其上面,偏析是固体内的溶质在表面区聚集。

在晶体表面上的硅原子只能和周围三个硅原子形成共价键,虽然部分多余的共价键有可能会被通常存在于硅表面的二氧化硅中的氧原子所饱和,但由于晶格不匹配等原因,总还会有一些未被饱和的悬挂键。这些悬挂键和表面缺陷加上表面吸附的外来原子都将形成表面态。表面量子态中电子数目的变化会造成表面附着电荷的变化。表面电子态将形成表面能级,非平衡载流子会通过这些能级间接复合而降低寿命。在制造太阳能电池时应尽量减少表面态。

硅的界面态也与界面处的悬挂键、杂质及缺陷有关。硅晶体的界面态密度还与衬底的晶面取向有关,它们按 $(111) > (110) > (100)$ 的顺序降低。界面态是载流子的产生和复合中心,它的存在将增大太阳能电池的表面复合速率。

硅与金属、绝缘介质(如 SiO_2 、 SiN 等)以及其他半导体接触形成的界面对改变硅太阳能电池的性能有重要作用。

2 晶体硅的基本物理与化学性质

硅的物理化学性质列于表 2.2-1。

表 2.2-1 硅的物理化学性质 (300K)

性质	符号	单位	硅(Si)
原子序数	Z		14
相对原子质量或相对分子质量	M		28.085
原子密度/成分密度		个/cm ³	5.00×10^{22}
晶体结构			金刚石型
晶格常数	a	Å	5.43
熔点	T _m	℃	1420
熔化热	L	kJ/g	1.8
蒸发热		kJ/g	16(熔点)
比热容	c _p	J/(g·K)	0.7
热导率(固/液)	K	W/(cm·K)	150(300K)/46.84(熔点)
线胀系数		1/K	2.6×10^{-6}
沸点		℃	2355
密度(固/液)	ρ	g/cm ³	2.329/2.533
临界温度	T _c	℃	4886
临界压强	p	MPa	53.6
硬度(摩氏/努氏)			6.5/950
弹性常数		N/cm	C ₁₁ : 16.704 × 10 ⁶ C ₁₂ : 6.523 × 10 ⁶ C ₄₄ : 7.957 × 10 ⁶
表面张力	γ	mN/m	736(熔点)
延展性			脆性
折射率	n		3.87
体积压缩系数		m ² /N	0.98×10^{-11}
磁化率	χ	厘米-克-秒电磁制	-0.13×10^{-6}
德拜温度	θ _D	K	650
介电常数	ε ₀		11.9
本征载流子浓度	n _i	个/cm ³	1.5×10^{10}
本征电阻率	ρ _i	Ω·cm	2.3×10^5
电子迁移率	μ _n	cm ² /(V·s)	1350
空穴迁移率	μ _p	cm ² /(V·s)	480

续表

性 质	符 号	单 位	硅(Si)
电子有效质量	m_e^*	g	$\begin{cases} m_{e\parallel}^* = 0.92m_0 & (1.26\text{K}) \\ m_{e\perp}^* = 0.19m_0 \end{cases}$
空穴有效质量	m_p^*	g	$\begin{cases} m_{p\parallel}^* = 0.59m_0 & (4\text{K}) \\ m_{p\perp}^* = 0.16m_0 \end{cases}$
电子扩散系数	D_n	cm^2/s	34.6
空穴扩散系数	D_p	cm^2/s	12.3
禁带宽度(25℃)	$E_g(\Delta W_g)$	eV	1.11
导带有效态密度	N_c	cm^{-3}	2.8×10^{19}
价带有效态密度	N_v	cm^{-3}	1.04×10^{19}
器件最高工作温度		℃	250

注 本章中关于分子、原子、离子密度、浓度的单位简写为 cm^{-3} 或 cm^{-2} 。

ϵ_0 表示静电介电常数；

$m_{e\parallel}^*$ 表示电子纵向有效质量（平行于旋转轴或能带长轴方向）；

$m_{e\perp}^*$ 表示电子横向有效质量（垂直于旋转轴或能带长轴方向）；

$m_{p\parallel}^*$ 表示重空穴有效质量；

$m_{p\perp}^*$ 表示轻空穴有效质量；

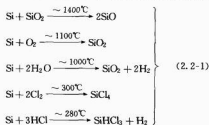
m_0 表示真空中自由电子的惯性质量， $m_0 = 9.1 \times 10^{-31} \text{ kg}$ 。

2.1 硅的电学性质

硅是典型的半导体材料，其电阻率在 $10^{-4} \sim 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 范围内；电导率和导电型号对杂质和外界因素（光、热等）高度敏感。本征半导体硅不含杂质和缺陷，电阻率很高；当掺入极微量的电活性杂质后，其电导率显著增加。当纯硅中掺入施主杂质（V 族元素：磷、砷、锑等）时，形成 n 型硅，呈电子导电；当掺入受主杂质（III 族元素：硼、铝、镓等）时，形成 p 型硅，呈空穴导电。p 型硅与 n 型硅相接触的界面形成 pn 结，它是太阳能电池的基本结构，也是太阳能电池的工作基础。

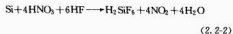
2.2 硅的化学性质

在自然界中，硅主要以氧化物形式存在。在常温下，晶体硅的化学性质很稳定；但在高温下，硅几乎可与所有物质发生化学反应，与太阳能电池相关的一些重要的化学反应式有

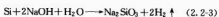


后两个反应常用来制造高纯硅。

硅不溶于 HCl、 H_2SO_4 、 HNO_3 、HF 及王水。以 HNO_3 作氧化剂，硅可被 HF- HNO_3 混合液溶解和腐蚀，即



硅能与 NaOH 或 KOH 反应生成能溶于水的硅酸盐，即



2.3 硅的光学性质

入射到晶体硅上的光遵守光的反射、折射和吸收定律，如图 2.2-7 所示。

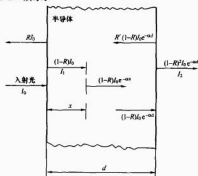


图 2.2-7 晶体硅材料对光的反射、吸收和透射
硅的折射率列于表 2.2-2。

表 2.2-2 硅的折射率 (300K)

波长 λ (μm)	Si 折射率	波长 λ (μm)	Si 折射率
1.1	3.5	0.60	3.9
1.0	3.5	0.50	4.25
0.90	3.6	0.45	4.75
0.80	3.65	0.40	6.0
0.70	3.75		

根据光的吸收定律，硅晶体内离前表面距离为 x 处的光强度 I_x 为

$$I_x = I_0(1-R)e^{-\alpha x} \quad (2.2-4)$$

式中： α 为吸收系数； R 为反射率。

单晶硅材料的吸收系数与波长的关系示于图 2.2-8。

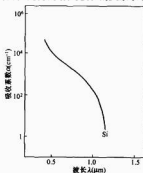


图 2.2-8 单晶硅材料的吸收系数随光波波长而变化

晶体硅中对光的吸收有本征吸收、杂质吸收、激子吸收和晶格振动吸收等，最重要的是本征吸收。本征吸收是光子激发电子从价带跃迁到导带，它发生在极限波长 λ_0 之内，对应于禁带宽度 1.1 eV；其他各种吸收都在 λ_0 之外。硅对于波长大于 1.15 μm 的红外光几乎是透明的，在 1~7 μm 红外光范围内透射率高达 90%~95%。

硅属于间接带隙材料，但如果受能量足够大的光子激发，硅中电子也能发生直接跃迁。图 2.2-8 示出吸收系数在

吸收限 λ_0 以下随光子能量逐渐上升,在 α 达到 $10^4 \sim 10^5/\text{cm}$ 范围内出现直接跃迁。图2.2-9示出了在AM0和AM1.5条件下,硅厚度与吸收光能的关系。从图2.2-9可知,晶体硅需要100 μm 的厚度才能吸收绝大部分太阳光能。

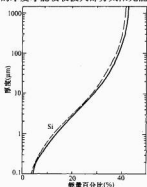


图 2.2-9 在 AM0 和 AM1 条件下,硅的厚度与利用太阳能的百分率
注:实线表示 AM0 光谱条件;
虚线表示 AM1.5 光谱条件

2.4 硅的力学和热学性质

室温下,硅是脆性材料;当温度高于 700°C 时,硅具有热塑性。硅的抗拉应力远大于抗剪应力,因此制造大面积、薄片硅太阳能电池时很容易弯曲、碎裂。

硅在熔化时体积缩小,凝固时体积膨胀。熔融硅的表面张力为 736mN/m ,密度 2.533g/cm^3 。

2.5 硅的相图

在半导体硅及太阳能电池的制备中,需要用到硅的相图。例如,图2.2-10(a)是铝-硅相图,图2.2-10(b)是银-硅相图。

3 硅的半导体性质

硅是地球上最重要的元素半导体,硅的半导体性质是研究现有硅太阳能电池的基础。通常用能带理论描述晶体硅材料的半导体特性。

3.1 晶体硅的能带结构

晶体中的电子运动属多粒子量子力学问题,通常采用绝热近似、单电子近似和库普曼定理研究晶体中电子运动。晶体中单电子波函数 Ψ 满足薛丁格方程

$$\left[-\frac{\hbar^2}{2m_0} \nabla^2 + V(r) \right] \Psi_i = E_i \Psi_i \quad (2.2-5)$$

式中: \hbar 为普朗克常数; m_0 为电子质量; $V(r)$ 是等效势场,具有晶格周期性。

根据库普曼定理,把方程中的本征值 E_i 理解为单电子能量,即

$$V(r) = V(r+d) \quad (2.2-6)$$

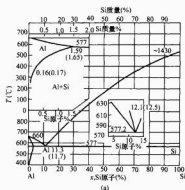
$$d = n_1 d_1 i + n_2 d_2 j + n_3 d_3 k \quad (2.2-7)$$

式中: d 为任意点阵矢量; d_1 、 d_2 、 d_3 是点阵的基矢; n_1 、 n_2 、 n_3 为整数。

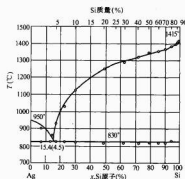
方程(2.2-5)的通解为

$$\Psi_i(\mathbf{r}, t) = \exp(i\mathbf{k} \cdot \mathbf{r}) u_i(\mathbf{r}, t)$$

$$u_i(\mathbf{r}+d) = u_i(\mathbf{r}) \quad (2.2-8)$$



(a)



(b)

图 2.2-10 硅相图

(a) 铝-硅相图; (b) 银-硅相图

式(2.2-8)的波函数称为布洛赫函数, $u_i(\mathbf{r})$ 是点阵周期性函数。布洛赫波函数表明电子在晶体中呈周期性分布,它正比于 $|u_i(\mathbf{r}, t)|^2$ 。

单电子能量

$$E = W_s(\mathbf{k}) \quad (s = 1, 2, 3, \dots) \quad (2.2-9)$$

对于各个 s , $W_s(\mathbf{k})$ 的最小值到最大值的能量范围称为能带。

式(2.2-9)中波矢 \mathbf{k} 是表征电子状态的一个量子数,其分量为 k_x 、 k_y 、 k_z 。能量 $E(\mathbf{k})$ 是以 $2\pi/d_1$ 、 $2\pi/d_2$ 、 $2\pi/d_3$ 为周期的 k_x 、 k_y 、 k_z 的周期性函数。因而,可以把 \mathbf{k} 限制在 \mathbf{k} 空间的一定区域中,通常选取 \mathbf{k} 空间中心的最小体积,称为第一布里渊区。金刚石的布里渊区如图2.2-11所示。

布里渊区里 \mathbf{k} 的数目等于晶体内原胞数目。根据电子自旋和泡利不相容原理,每个能带可以容纳数目为晶体元胞数二倍电子。相邻两能带之间,存在一个没有电子状态的能量区间,称为带隙,也称为禁带。

晶体的能带反映了晶体中各个原子之间,特别是外层电子的相互作用, N 个孤立原子的一个能级分裂成 N 个间隔很小近乎连续的能级,形成一个能带,如图2.2-12所示。

3.2 半导体的能带模型

根据能带理论,在绝对零度($T = 0\text{K}$)时,电子填满较

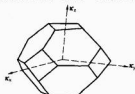


图 2.2-11 金刚石的布里渊区

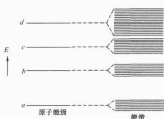


图 2.2-12 原子能级和能带

低的能带，称为满带，满带上面空着的能带是空带，如图 2.2-13 所示。半导体和绝缘体中最高满带（称价带）与其上面最近的空带（称导带）之间隔着禁带。在 $T \neq 0\text{K}$ 时，由于半导体的禁带宽度较窄，一般在 $1 \sim 2\text{eV}$ ，会有一定数量电子受热激发从价带跃迁到导带，成为导电电子，同时价带中出现等量空穴，自由的电子和空穴在外电场作用下漂移运动，导致半导体具有一定的导电性。硅晶体是典型的半导体材料，其禁带宽度为 1.11eV 。

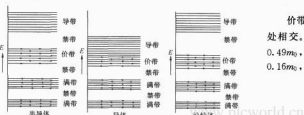
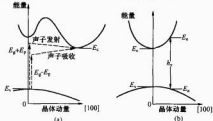


图 2.2-13 半导体、导体与非导体的能带模型

绝缘体的禁带较宽，由热激发引起电子从价带跃迁到导带的几率小，导电性差。在金属导体的导带中，禁带与价带相连接。在外电场作用下，具有良好的导电性。

电子在跃迁过程中要同时满足能量守恒和动量守恒。

晶体硅材料的导带底不在 $k=0$ 处，而是位于 $[100]$ 方向，如图 2.2-14 (a) 所示，当电子在导带和价带之间的跃迁时，由于光子动量要比电子动量小很多，为了同时满足能量守恒和动量守恒，需要具有一定动量的声子参与，硅是间接带隙半导体，其电子的跃迁几率小于导带底位于 $k=0$ 处的直接带隙半导体（如 GaAs）中的直接跃迁。

图 2.2-14 直接带隙与间接带隙材料能带结构示意图
(a) 间接带隙；(b) 直接带隙

3.3 硅晶体的能带结构

图 2.2-15 是硅晶体的能带结构。导带最小值在 $[100]$ 方向的布里渊区内，等能面是旋转椭球，如图 2.2-16 所示，长轴在 $[100]$ 方向，短轴与 $[100]$ 垂直。电子横向有效质

量， $m_{a\perp}^* = (0.19 \pm 0.01)m_0$ ，电子纵向有效质量 $m_{a\parallel}^* = (0.98 \pm 0.04)m_0$ ， m_0 为电子惯性质量。硅的电学性质主要由 $[100]$ 方向上的最低能谷所决定，在绝对零度 (0K) 时， $E_g = 1.66\text{eV}$ ；在 300K 时， $E_g = 1.11\text{eV}$ 。

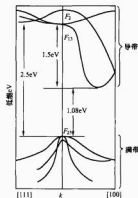


图 2.2-15 硅晶体的能带结构

价带由 3 个能带组成。两个较高能带 V_1 和 V_2 ，在 $k=0$ 处相交。其中 V_1 能带空穴有效质量的计算值为 $m_{h\parallel}^* = 0.49m_0$ ，称为重空穴， V_2 能带的空穴有效质量 $m_{h\perp}^* = 0.16m_0$ ，称为轻空穴。硅晶体的等能面如图 2.2-16 所示。

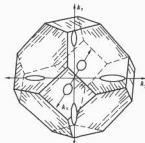
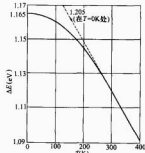


图 2.2-16 硅晶体的等能面

硅的禁带宽度 E_g 在很大的温度 T 范围内随温度呈线性变化，见图 2.2-17。

图 2.2-17 硅的禁带宽度 E_g 随温度的变化

3.4 本征半导体硅与非本征半导体硅

3.4.1 本征半导体硅

纯净的，完整的理想单晶硅禁带中没有其他能级存在，

具有本征导电特性,是本征半导体。本征半导体中载流子由本征激发产生,电子浓度 n 与空穴浓度 p 相等,即

$$n_i = p_i = \frac{2}{h^2} (2\pi kT)^{3/2} (m_n^* m_p^*)^{3/4} \exp\left(\frac{-E_g}{2kT}\right) \quad (2.2-10)$$

式中: E_g 是禁带宽度; m_n^* 和 m_p^* 分别为电子和空穴的有效质量。

半导体的载流子浓度或电导率不仅取决于电子和空穴的有效质量大小,而且与温度有关,这种导电类型是本征导电, n_i 称为本征载流子浓度。

3.4.2 非本征半导体硅

实际的半导体材料总存在一定数量的杂质,当其中杂质所形成的导电超过本征导电时,就为非本征半导体或杂质半导体。晶体硅太阳能电池使用的硅是非本征半导体,硅中的杂质和缺陷控制着太阳能电池的性能。

硅中杂质的能级见图 2.2-18。

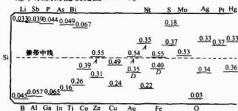


图 2.2-18 硅中杂质能级

硅中Ⅲ、V族元素杂质通常在禁带中产生浅能级,是硅的浅能级杂质,它对于硅的电学性质有至关重要的作用;有些杂质、缺陷或两者的络合物,特别是金、银、铁等重金属杂质,可以在禁带中部产生能级,是深能级杂质,电子和空穴将会通过这些能级复合降低少数载流子寿命,在太阳能电池制造过程中应力求减少这类杂质和缺陷。

3.5 n型晶体硅和p型晶体硅

3.5.1 n型晶体硅

当晶体硅中掺入微量杂质V族元素(如磷)时,它的5个价电子与硅原子形成4个共价键,V族原子核多出一个正电荷,形成正电中心,同时还多出一个价电子。这个电子受正电中心束缚成为束缚态电子,其能级位于导带底以下。杂质电子的能级可以用近似方法求得。若以导带底为零点,其能级为

$$E_D(n) = -\frac{m_n^* e^4}{2h^2 \pi^2 \epsilon^2} \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (2.2-11)$$

式中:负号表明杂质能级比导带底低; ϵ 为介电常数; e 为电子电荷; m_n^* 为电子有效质量; $n=1$ 时为基态,以 E_D 表示。

电子从基态($n=1$)能级跃迁到导带能级所需的杂质电离能为

$$E_D = -\frac{m_n^* e^4}{2h^2 \pi^2 \epsilon^2} = \frac{1}{\epsilon^2} \frac{m_n^*}{m_0} E_H \quad (2.2-12)$$

式中: $E_H = \frac{m_0 e^4}{2h^2}$ 为氢原子电离能。

当电子获得能量挣脱正电中心(V族杂质原子)的束缚时,变成能导电的电子,这种正电中心(杂质)称为施主。杂质中以施主为主的半导体硅称为n型半导体硅。被束缚在施主上的电子能级(E_D)称为施主能级。施主能级位于禁带之中。靠近导带底的施主杂质,称为浅施主杂质。由于

$E_D \ll E_g$, 束缚在施主上的电子很容易在室温($kT = 0.026\text{eV}$)下从施主能级激发到导带。控制这类杂质原子的数量,也就控制了晶体硅载流子的数目。

3.5.2 p型晶体硅

当晶体硅中掺入Ⅲ族杂质原子(如硼)时,由于它只有三个价电子,与硅原子只能形成3个共价键,在价键中出现一个空位,称为空穴。空穴相当于正电荷。Ⅲ族原子的离子核只带3个正电荷(+e),在晶格中形成负电中心(-e),束缚空穴。空穴能级为

$$E_A(n) = -\frac{m_p^* e^4}{2h^2 \pi^2 \epsilon^2} \quad (n = 1, 2, \dots) \quad (2.2-13)$$

式中: m_p^* 为空穴有效质量。

当 $n=1$ 时为基态 E_A , 空穴电离能为

$$E_I = \frac{1}{\epsilon^2} \frac{m_p^*}{m_0} E_H \quad (2.2-14)$$

式中: E_H 为氢原子电离能。

空穴能级基态位于禁带底部价带顶上面的 E_A 处。对于Ⅲ族这种形成负电中心的杂质,它能接受价带中电子而形成价带中的(自由)空穴,称为受主杂质,其能级称为受主能级。以受主为主的半导体硅称为p型半导体硅。靠近价带顶的受主杂质称为浅受主杂质。浅受主杂质由于 $E_I \ll E_g$, 也能明显改变硅的导电性。

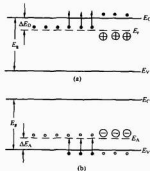


图 2.2-19 施主能级和受主能级

(a) 施主能级; (b) 受主能级

通常,硅中既有施主杂质也有受主杂质。由于施主能级比受主能级高,施主能级上的电子将首先填充受主能级,产生补偿作用。当 $N_D > N_A$, 除了填充受主能级外,施主能级上仍有大量电子,可以跃迁到导带成为载流子,这时晶体硅仍为n型半导体。反之,当 $N_A > N_D$ 时,晶体硅仍为p型半导体。经过补偿后,半导体中的净杂质浓度为有效杂质浓度。当 $N_D > N_A$ 时,则 $N_D - N_A$ 为有效施主浓度;当 $N_A > N_D$ 时,则 $N_A - N_D$ 为有效受主浓度。

3.6 掺杂半导体的载流子浓度

掺杂半导体中载流子浓度随温度的变化,从低温到高温经历了弱电离区、中间电离区、强电离区、过渡区和本征激发区。掺杂半导体的载流子浓度可以通过量子统计理论进行计算和分析。

3.6.1 n型半导体载流子浓度

n型硅中电子浓度与温度的关系如图 2.2-20 所示。

3.6.1.1 低弱电离区(施主能级部分电离的情况)

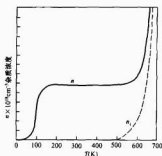


图 2.2-20 n 型硅中电子浓度与温度的关系

$$E_F = \frac{E_C + E_D}{2} + \left(\frac{kT}{2} \right) \ln \left(\frac{N_D}{2N_C} \right) \quad (2.2-15)$$

$$n_0 = \left(\frac{N_D N_C}{2} \right)^{\frac{1}{2}} e^{-\Delta E_D / 2kT}$$

$$\Delta E_D = E_C + E_D$$

式中: E_C 为导带底的能量; N_C 为导带的有效态密度; N_D 是施主杂质浓度; k 是为玻耳兹曼常数; T 为热力学温度; ΔE_D 为施主杂质电离能。

3.6.1.2 强电离区 (施主绝大部分已电离的情况)

对应于室温的区是强电离区, 这一区的电离施主浓度几乎等于施主杂质浓度 N_D , 即

$$N_C e^{\frac{E_C - E_F}{kT}} = N_D \quad (2.2-16)$$

费米能级 E_F 为

$$E_F = E_C + kT \ln \left(\frac{N_D}{N_C} \right) \quad (2.2-17)$$

由式 (2.2-17) 表明, 费米能级 E_F 依赖于温度和施主杂质浓度。在一般掺杂浓度下, $N_C > N_D$, $kT \ln \left(\frac{N_D}{N_C} \right)$ 是负值, 费米能级 E_F 位于禁带内。在温度 T 一定时, N_D 越大, E_F 就越向导带方面靠近。

在施主杂质浓度 N_D 一定时, 温度越高, E_F 就越向本征费米能级 E_i 方面靠近。在施主杂质全部电离时, 电子浓度 n_0 为

$$n_0 = N_D \quad (2.2-18)$$

这时, 载流子浓度与温度无关, 这一温度区域称为饱和区。

杂质浓度越高, 达到全部电离的温度就越高。平常认为室温下浅能级全部电离, 是忽略了杂质浓度的影响。以掺磷的 n 型硅为例, 室温下, $N_C = 2.8 \times 10^{19} \text{ cm}^{-3}$, $\Delta E_D = 0.044 \text{ eV}$, $kT = 0.026 \text{ eV}$, 由此可计算出磷全部电离时的浓度上限 N_D 约为 $3 \times 10^{17} \text{ cm}^{-3}$ 。在室温下, 硅的本征载流子浓度约为 $1.5 \times 10^{10} \text{ cm}^{-3}$ 。所以, 硅中磷浓度要在 $10^{11} \sim 3 \times 10^{17} \text{ cm}^{-3}$ 范围内才可认为是以杂质电离为主, 而且处于杂质全部电离的饱和区。

3.6.2 p 型半导体载流子浓度

3.6.2.1 低温弱电离区 (受主能级部分未电离的情况)

$$E_F = \frac{E_V + E_A}{2} - \left(\frac{kT}{2} \right) \ln \left(\frac{N_A}{2N_A} \right) \quad (2.2-19)$$

$$P_0 = \left(\frac{N_A N_V}{2} \right)^{\frac{1}{2}} e^{-\Delta E_A / 2kT} \quad (2.2-20)$$

式中: E_V 为价带顶能量; N_V 为价带的有效态密度; N_A 为受主杂质浓度; $\Delta E_A = E_V - E_A$ 为受主杂质电离能。

3.6.2.2 强电离区 (受主绝大部分已电离的情况, 即饱和

区)

$$E_F = E_V - kT \ln \frac{N_A}{N_C} \quad (2.2-21)$$

当受主杂质全部电离时, 空穴浓度为

$$P_0 = N_A \quad (2.2-22)$$

式 (2.2-21) 表明, 在饱和区, 空穴浓度随受主浓度成比例增加, 而与温度无关。

综上所述, 掺杂半导体的载流子浓度和费米能级由温度及杂质浓度决定。对于 n 型半导体, N_D 越大, E_F 位置越高; 对于 p 型半导体, N_A 越大, E_F 位置越低。

3.7 载流子的输运性质

在外加电场和磁场作用下, 晶体硅中电子和空穴运动导致电荷的输运, 产生电流。晶体硅上施加弱电场 E 时, 电流密度 J 为

$$J = \sigma E = ne v_{dn} + pe v_{dp} \quad (2.2-23)$$

式中: σ 为电导率; e 为电荷电量; v_{dn} 为电子漂移速度; v_{dp} 为空穴漂移速度。

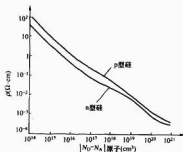
由于 v_{dn} 和 v_{dp} 都正比于 E , 即

$$v_{dn} = \mu_n E \text{ 及 } v_{dp} = \mu_p E \quad (2.2-24)$$

式中: μ_n 、 μ_p 分别为电子和空穴的迁移率。它们与电场无关, 是温度和浅杂质浓度的函数, 可得

$$\sigma = ne \mu_n + pe \mu_p \quad (2.2-25)$$

在 300K 下, 非补偿或轻补偿的硅材料的电阻率与杂质浓度的关系见图 2.2-21。对于浓度小于 10^{17} cm^{-3} 的轻掺杂, 室温下杂质可认为是全部电离的。电阻率与杂质浓度成反比关系。当掺杂浓度增高时, 由于杂质在室温下不能全部电离, 迁移率随杂质浓度的增加而显著下降, 电阻率曲线偏离直线。

图 2.2-21 硅单晶电阻率与杂质浓度关系曲线 ($T=300\text{K}$)

载流子迁移率: 实际晶体硅晶格中总存在一些杂质和缺陷, 而且晶格原子都在其平衡位置附近作热振动, 导致晶格势场偏离周期势, 使载流子不断从一个运动状态跃迁到另一个运动状态, 产生载流子散射。电场促使载流子定向运动, 散射促使载流子运动紊乱, 影响电导。

在室温时, 硅的电子迁移率为 $1350 \text{ cm}^2 / (\text{V} \cdot \text{s})$, 空穴迁移率为 $480 \text{ cm}^2 / (\text{V} \cdot \text{s})$ 。

在强电场 (10^4 V/cm 量级) 下, 载流子的平均能量增高, 称为热载流子。在更强的电场下出现碰撞电离, 载流子密度大量增加。硅中的载流子的漂移速度 v_{dp} 达到饱和值, 如图 2.2-22 所示。

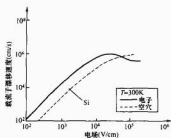


图 2.2-22 硅中载流子漂移速度与电场强度的关系
可得

$$v_{ds} = \sqrt{\frac{8E_p}{3\pi m_0}} \sim 10^7 \text{ (cm/s)} \quad (2.2-26)$$

式中: E_p 是光学声子的能量; m_0 是真空中电子质量。

3.8 非平衡载流子

在热平衡条件下, n 型半导体中, 空穴是少数平衡载流子。同样, p 型半导体中, 电子是少数平衡载流子。在外界作用下, 将产生新的少数载流子是非平衡少数载流子。当外来作用消除后, 这些非平衡少数载流子将通过各种途径复合而消失, 并恢复到热平衡状态。

注入少数载流子的主要方法有光照注入和电注入两种。光照注入产生的非平衡载流子, 在基于 pn 结光生伏打效应的硅太阳能电池中有特别重要的作用。

通常非平衡少数载流子数随时间按指数规律衰减

$$\Delta p \text{ (或 } \Delta n) \propto e^{-t/\tau} \quad (2.2-27)$$

衰减时间常数 τ 是非平衡载流子的从产生到复合的平均存在时间, 也就是非平衡少数载流子寿命。

非平衡少数载流子的复合过程有多种形式。图 2.2-23 (a) 表示电子—空穴对带—带复合, 电子从导带跃迁到价带, 同时发射出一个光子 (辐射过程) 或者把能量转移到其他自由电子或空穴 (俄歇过程)。前者是光子跃迁的反过程, 后者是碰撞电离的反过程。

图 2.2-23 (b) 表示禁带中只有一个陷阱能级的单能级

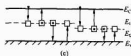
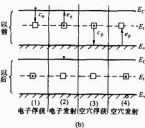
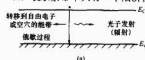


图 2.2-23 非平衡少数载流子的复合过程
(a) 能带到能带复合; (b) 单能级复合; (c) 多能级复合

复合。图 2.2-23 (c) 表示禁带内存在多种深能级或陷阱能级的多能级复合。单能级复合包括电子俘获、电子发射、空穴俘获及空穴发射这些过程。平衡时以 $\text{cm}^{-2}\text{s}^{-1}$ 为单位的复合速率 U 为

$$U = \frac{\sigma_p \sigma_n v_{th} (p_n - n_i^2) N_t}{\sigma_n \left[n + n_i \exp\left(\frac{E_t - E_i}{kT}\right) \right] + \sigma_p \left[p + n_i \exp\left(-\frac{E_t - E_i}{kT}\right) \right]} \quad (2.2-28)$$

式中: σ_p 和 σ_n 分别表示空穴及电子俘获截面; v_{th} 是载流子的热速度, 等于 $\sqrt{3kT/m^*}$; N_t 是陷阱密度; E_t 是陷阱能级; E_i 是本征费米能级; n_i 是本征载流子密度。

显然, 在热平衡时, $p_n = n_i^2$, $U = 0$ 。

在 $\sigma_n = \sigma_p = \sigma$ 的简化条件下, 得

$$U = \sigma v_{th} N_t \frac{(p_n - n_i^2)}{n + p + 2n_i \cosh\left(\frac{E_t - E_i}{kT}\right)} \quad (2.2-29)$$

式 (2.2-29) 表明, 当复合中心能级接近于禁带中心的本征费米能级, 即 $E_t \approx E_i$ 时, 复合速率趋近极大。可见, 对太阳能电池最有害的复合中心是位于禁带中心附近的那些能级。

当注入载流子数目 ($\Delta p = \Delta n$) 远低于多数载流子数目时, 即在低注入条件下, 复合速率为

$$U = \frac{p_n - p_0}{\tau_p} \quad (2.2-30)$$

式中: p_0 是平衡少数载流子密度; $p_n = \Delta p + p_0$; τ_p 是少数载流子 (空穴) 寿命。

在 n 型半导体中, $n \approx n_i$ 。 (平衡载流子密度), $n \gg n_i$ 及 p_i , 则式 (2.2-28) 变成

$$U = \sigma_p v_{th} N_t (p_n - p_0) \quad (2.2-31)$$

比较式 (2.2-30) 及式 (2.2-31), 得到 n 型半导体中少数载流子寿命 (空穴寿命)

$$\tau_p = \frac{1}{\sigma_p v_{th} N_t} \quad (2.2-32)$$

同样得 p 型半导体中电子寿命

$$\tau_n = \frac{1}{\sigma_n v_{th} N_t} \quad (2.2-33)$$

对于多能级陷阱复合过程, 其定性的特征与单能级情形相似。

半导体体内存在载流子复合过程, 半导体表面层也存在复合过程。

表面复合。从体内延伸到表面, 晶格结构中断, 表面原子出现悬挂键; 硅片加工过程中造成的表面损伤或由内应力产生的缺陷和晶格畸变, 都将形成表面能级, 这些表面态都可成为表面复合中心。此外, 表面层吸附带电的外来杂质会在表面层中感应出异号电荷, 使表面形成反型层。所有这些因都使得表面复合过程变得比体内复杂。以 n 型晶体硅为例, 假定存在于表面薄层中的单位面积上复合中心总数为 N_s , 薄层中的非平衡少数载流子浓度为 $\langle \Delta p \rangle_s$, 则表面复合率 U_s 为

$$U_s = \sigma_p v_{th} N_s \langle \Delta p \rangle_s = s \langle \Delta p \rangle_s \quad (2.2-34)$$

式中: s 称为表面复合速度, 可表示为

$$s = \sigma_p v_{th} N_s \quad (2.2-35)$$

为了提高太阳能电池的光电转换效率, 应尽可能减小载流子的体内复合和表面复合, 采用少数载流子寿命长的晶体硅材料。

4 晶体硅太阳能电池物理基础

晶体硅中掺入受主杂质成为 p 型半导体, 掺入施主杂质成为 n 型半导体, 在两者接触的界面处形成 pn 结。pn 结是太阳能电池的工作基础。

4.1 半导体 pn 结

设二边为均匀掺杂的 p 型硅和 n 型硅, 掺杂浓度分别为 N_A 和 N_D 。室温下, 杂质原子全部电离, 在 p 型硅中分布着浓度为 p_0 的空穴和浓度为 n_0 的电子 (少数); 在 n 型硅中分布着浓度为 n_0 的电子和浓度为 p_0 的空穴 (少数)。由于交界面两侧的电子和空穴的浓度不同 [见图 2.2-24 (a)], 电子和空穴产生扩散运动。pn 结界面两侧便分别出现由固定电离杂质形成负、正电荷区, 如图 2.2-24 (b)、(d) 所示。因为电偶层中的电子或空穴几乎流失或复合殆尽, 所以这一层称为阻挡层或耗尽层。也称空间电荷区, 相应建立起由 n 区指向 p 区的自建电场, 也称自建电场, 如图 2.2-24 (e) 所示。在自建电场作用下, 将产生空穴和电子漂移运动, 其方向与各自的扩散运动相反。载流子的扩散运动漂移运动达到动态平衡, 净电流为零。此时, 空间电荷区称为平衡时 pn 结的结区。空间电荷区的宽度随掺杂浓度增高而变窄; 自建电场的两边电势差称为 pn 结的接触势垒。电子或空穴都要克服这个势垒才能越过 pn 结, 所以, 空间电荷区也称为势垒区。势垒的高度与材料的性质、n 区和 p 区的掺杂浓度和温度有关。

按能带理论, n 型半导体中电子浓度大, 费米能级 E_{F_n} 位置较高; p 型半导体空穴浓度大, 费米能级 E_{F_p} 位置就低。当两者形成 pn 结时, 电子将从费米能级高处流向低处, 而空穴则相反。与此同时, 在自建电场作用下, n 区能带下移, p 区能带上移, 直到在形成 pn 结的半导体中有了统一的费米能级 E_F ($E_{F_n} = E_{F_p} = E_F$), 达到平衡。平衡状态下的 pn 结, 价带和导带弯曲形成势垒。图 2.2-24 (g) 中 E_p 、 E_n 分别表示 p 区和 n 区的本征费米能级, $V_{F_p} = (E_p - E_F)/e$, $V_{F_n} = (E_n - E_F)/e$ 分别为 p 区和 n 区的费米势, $V_D = V_{F_n} + V_{F_p}$ 为总费米势。热平衡时总费米势即为空间电荷区两端间电势差 V_D , 也即 pn 结自建电压, 也称接触电势差。

在太阳能电池中, 通常用扩散法制 pn 结, 表面杂质浓度很高, 结深和耗尽区都很小, 可近似地看作单边突变 pn 结, 杂质分布见图 2.2-24 (c)。

在 pn 结的空间电荷区以外, n 区的电子浓度 n_0 和 p 区的电子浓度 n_0 为

$$\begin{aligned} n_0 &= n_i e^{(E_{F_n} - E_i)/kT} \\ p_0 &= n_i e^{(E_i - E_{F_p})/kT} \end{aligned}$$

于是自建电压 V_D 为

$$V_D = \frac{kT}{e} \ln \frac{n_0}{p_0} = \frac{kT}{e} \ln \frac{N_D N_A}{n_i^2} \quad (2.2-36)$$

可见在一定温度下, 自建电压 V_D 随结两边掺杂浓度的增大、禁带宽度的加大而增高。

在平衡的 pn 结中, 电偶层两边分别带有等量异号电荷, 见图 2.2-24 (b), 有

$$N_D x_n = N_A x_p \quad (2.2-37)$$

式中: x_n 、 x_p 分别为 n 区和 p 区中空间电荷层厚度。

利用泊松方程可求得 pn 结中最大电场强度 E'_{\max} 、自建电压 V_D 和势垒宽度 W 。

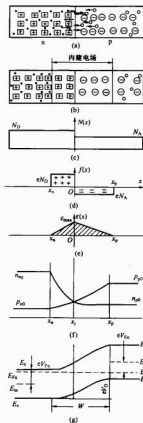


图 2.2-24 理想突变 pn 结中杂质、电荷、电场强度、载流子分布及能带图

- (a) n 型硅和 p 型硅相接触;
(b) 形成了 pn 结, 有确定的空间电荷区;
(c) n 区和 p 区杂质浓度分布; (d) 空间电荷区电场分布;
(e) 空间电荷区; (f) 各区载流子浓度分布; (g) pn 结能带结构
(田—电离的施主杂质原子; ⊖—电离的受主杂质原子;

·—电子; ·—空穴)

注: 硅原子未画出

$$\frac{d^2 V(x)}{dx^2} = \begin{cases} \frac{eN_D}{\epsilon_r \epsilon_0} & x_n \leq x \leq 0 \\ \frac{eN_A}{\epsilon_r \epsilon_0} & 0 \leq x \leq x_p \end{cases} \quad (2.2-38)$$

$$E'_{\max} = \frac{eN_D x_n}{\epsilon_r \epsilon_0} = \frac{eN_A x_p}{\epsilon_r \epsilon_0} \quad (2.2-39)$$

$$V_D = \frac{1}{2} E'_{\max} (x_n + x_p) = \frac{1}{2} E'_{\max} W \quad (2.2-40)$$

$$W = \sqrt{\frac{2\epsilon_r \epsilon_0 (N_A + N_D)}{eN_A N_D}} V_D \quad (2.2-41)$$

式中: $V(x)$ 为 x 处的静电势; ϵ_r 、 ϵ_0 分别为材料的相对介电系数和真空介电系数。

当有外电压 V 存在时, 并作单边突变结近似 ($N_D \gg N_A$), 势垒宽度为

$$W = \sqrt{\frac{2\epsilon_r \epsilon_0}{eN_A} (V_D - V)} \quad (2.2-42)$$

硅太阳能电池的 W 值见表 2.2-3。

表 2.2-3 硅太阳能电池的 W 值表

基区材料电阻率 ($\Omega \cdot \text{cm}$)	pn 结电容 C ($\mu\text{F}/\text{cm}^2$)	耗尽区宽度 W (μm)
10	0.014 5	0.75
1	0.038	0.28
0.1	0.106	0.098

4.2 非平衡状态下的 pn 结

外加电压将使 pn 结处于非平衡状态。

4.2.1 正向偏压

当 p 区接正，n 区接负，pn 结施加正向偏压 V_F 时，由于 V_F 与 V_D 反向，结势垒高度 $e(V_D - V_F)$ 减低。从 n 区的电子越过耗尽区界面 x_0 后，扩散到 p 区成为 p 区的过剩的少子，在 p 区复合；从 p 区扩散到 n 区的空穴也在 n 区内复合。电子和空穴在这三个区域中不断地因复合而消失，而损失的电子和空穴将分别通过与 n 区和 p 区接触的电极从电源得到补充，形成由 p 区至 n 区的正向电流。pn 结正向偏时的能带图见图 2.2-25。

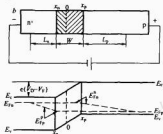


图 2.2-25 pn 结正向偏时的能带图

在图 2.2-25 中，正向电流密度 J_D 可表示为

$$J_D = (J_n + J_p) + J_c \quad (2.2-43)$$

式中： J_n 、 J_p 分别为 n 区和 p 区中的中性区的复合电流分量，称为扩散电流； J_c 为耗尽区中的复合电流分量，称为复合电流。

在稳态情况，总的正向电流密度 J_D 为

$$J_D = \left(e \frac{D_n n_0^2}{N_A L_n} + e \frac{D_p p_0^2}{N_D L_p} \right) (e^{eV_F/kT} - 1) + \frac{1}{2} e \frac{n_i}{\tau_0} W (e^{eV_F/2kT} - 1) \quad (2.2-44)$$

$$\left. \begin{aligned} L_p &= \sqrt{D_p \tau_p} \\ L_n &= \sqrt{D_n \tau_n} \end{aligned} \right\} \quad (2.2-45)$$

式中： $\frac{D_n}{L_n}$ 和 $\frac{D_p}{L_p}$ 分别为电子扩散速度和空穴扩散速度； D_n 和 D_p 分别为电子扩散系数和空穴扩散系数； L_n 和 L_p 分别为电子扩散长度和空穴扩散长度； τ_n 、 τ_p 分别为少数载流子电子和空穴的寿命。

根据式 (2.2-44)，当 $V_F \gg \frac{kT}{e}$ 时，复合电流正比于 $e^{eV_F/2kT}$ ，扩散电流正比于 $e^{eV_F/kT}$ 。

若忽略耗尽区 J_c 的影响，则 pn 结的正向电流密度 J_D 为

$$J_D = \left(\frac{e D_n n_0^2}{L_n N_A} + \frac{e D_p p_0^2}{L_p N_D} \right) (e^{eV_F/kT} - 1)$$

$$J_D = J_0 (e^{eV_F/kT} - 1) \quad (2.2-46)$$

式中： J_0 为忽略 pn 结耗尽区影响时的反向饱和电流密度。

$$J_0 = \left(\frac{e D_n n_0^2}{L_n N_A} + \frac{e D_p p_0^2}{L_p N_D} \right) \quad (2.2-47)$$

式 (2.2-47) 为肖克莱方程，它反映了理想情况下，pn 结在正向时电流密度 J_D 与偏压、反向饱和电流密度及温度的关系。

考虑了复合电流 J_c 后，正向电流可以写成

$$J_D = J_0 (e^{eV_F/kT} - 1) \quad (2.2-48)$$

式中： A 称为二极管曲线因子或二极管质量因子，当 A 接近于 1 时，扩散电流为主； A 接近于 2 时，复合电流为主。

随着正向电压 V_F 的增加，扩散电流将超过由电势 $V_D - V_F$ 形成的漂移电流，从而获得图 2.2-26 所示的 pn 结的正向伏安特性。

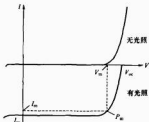


图 2.2-26 pn 结的整流特性和太阳能电池有光照

(下部) 与无光照 (上部) 的 I - V 特性曲线

(pn 结的整流特性与太阳能电池无光照时的暗特性相同)

4.2.2 反向偏压

当 pn 结处于反向偏压 V_R 时，势垒 $e(V_D + V_R)$ 增高加宽，电子及空穴的扩散减弱，而少子的漂移作用增强，在结中形成反向电流。由于少数数量远小于多数载流子，反向电流也就很小，如图 2.2-27 所示，反向电流密度 J_R 为 n^+ 区、耗尽区、p 区反向电流密度 J'_n 、 J'_c 、 J'_p 之和，即

$$J_R = (J'_n + J'_p) + J'_c \quad (2.2-49)$$

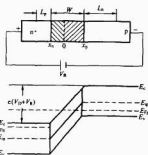


图 2.2-27 pn 结反偏时的能带图

在稳态情况，总的反向电流密度为

$$J_R = \left(D_p \frac{p_n}{L_p} + D_n \frac{n_p}{L_n} \right) + \frac{1}{2} e \frac{n_i}{\tau_0} W \quad (2.2-50)$$

式中： J_0 为 n^+ 区、p 区反偏时扩散电流密度之和，当外加电压 $V_R \gg \frac{kT}{e}$ ，扩散电流就是饱和的，此时 J_0 也称为反向饱和电流密度； J_2 为反偏时耗尽区产生电流密度。

图 2.2-26 的第三象限中示出了 pn 结的反向伏安特性。

4.3 pn 结电容

pn 结的空间电荷区内存在电偶层, 单位面积 pn 结的电容 C 为

$$C = \frac{\epsilon_1 \epsilon_0}{W} = \sqrt{\frac{e \epsilon_1 \epsilon_0 N_A}{2(V_D + V_R)}} \quad (2.2-51)$$

测量 pn 结电容, 可为硅太阳能电池提供一些必要的参数, 如耗尽区的宽度 W 和杂质分布。表 2.2-4 给出了 n^+ /p 硅太阳能电池的结电容和相应的耗尽区宽度数值。

表 2.2-4 硅太阳能电池的结电容和相应的耗尽区宽度

基区材料电阻率 ($\Omega \cdot \text{cm}$)	pn 结电容 ($\mu\text{F}/\text{cm}^2$)	耗尽区宽度 W (μm)
10	0.014 5	0.75
1	0.038	0.28
0.1	0.106	0.098

4.4 浓度结

当导电类型相同掺杂浓度不同的两种晶体硅相接触时, 同样可形成具有电偶层和自建电场的浓度结 (也称梯度结), 如图 2.2-28 所示。

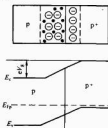


图 2.2-28 pp^+ 浓度结能带图

对于 p 型硅, 热平衡时 pp^+ 浓度结界面处的接触势垒高度 eV_k 为

$$eV_k = E_{Fp} - E_{Fp+} = \frac{kT}{e} \ln \frac{N_A^+}{N_A} \quad (2.2-52)$$

如果在 n^+ p 结上再形成 pp^+ 结, 那么 n^+pp^+ 结的总内建势 V_B 将增加为

$$V_B = V_D + V_k = \frac{kT}{e} \ln \frac{N_D^+ N_A}{n_i^2} + \frac{kT}{e} \ln \frac{N_A^+}{N_A} = \frac{kT}{e} \ln \frac{N_D^+ N_A^+}{n_i^2} \quad (2.2-53)$$

4.5 硅太阳能电池构造和工作原理

图 2.2-29 是现在最常用的 n^+ /p 晶体硅太阳能电池示意图。p 型硅晶片上扩磷形成 n^+ 型顶区, 构成一个 pn^+ 结。顶区表面为瘤状的金属顶电极 (也称正电极), 表面覆盖减反射膜, 背面为金属底电极 (也称背电极)。

当电池被照射时, 光穿过减反射膜进入硅中, 能量大于硅禁带宽度的光子在 n 区、耗尽区和 p 区中激发出光生电子—空穴对。进入耗尽区的和在耗尽区内产生的光生电子—空穴对将立即被内建电场分离, 光生电子进入 n 区, 光生空穴进入 p 区。在 n 区中, 扩散到 pn 结边界的光生空穴 (少子) 受到内建电场作用作漂移运动, 越过耗尽区进入 p 区, 光生电子 (多子) 则被留在 n 区。同样, p 区中的光生电子 (少子) 先扩散、后漂移而进入 n 区, 光生空穴 (多子) 留在 p 区。于是 pn 结两侧积累了正、负电荷, 产生了光生电压。如接上负载, 就产生从 p 区经负载流至 n 区的光

图 2.2-29 太阳能电池的结构

电流, 在负载上获得电能。

图 2.2-30 所示为硅太阳能电池的 pn 结能带图。其中, 图 2.2-30 (a) 为无光照时, 处于热平衡状态下, pn 结有统一的费米能级, 势垒高度为 $eV_D = E_{Fn} - E_{Fp}$ 。图 2.2-30 (b) 为在稳定光照下, 且电池处在开路情况, 这时 pn 结从非平衡状态趋向平衡状态, 光生载流子的积累引起开路时的光电压, 称开路电压。使 pn 结处于正偏, 费米能级发生分裂。分裂的宽度等于 eV_{oc} , 势垒高度为 $e(V_D - V_{oc})$ 。图 2.2-30 (c) 为在有稳定光照下, 电池处在短路状态, 原来在 pn 结两端积累的光生载流子通过外电路复合, 光电压消失, 势垒高度为 eV_D , 各区中的光生载流子不断地被内建电场分离, 通过外接导线, 形成短路状态下的光电流, 称短路电流 I_{sc} 。图 2.2-30 (d) 为有光照和外接负载时, 一部分光电流流过负载, 在负载上建立电压 V 相当于对 pn 结施加偏压 V_F ; 另一部分光电流和 pn 结在正向偏压 V_F 下形成的正向电流抵消。费米能级分裂的宽度等于 eV , 势垒高度为 $e(V_D - V)$ 。

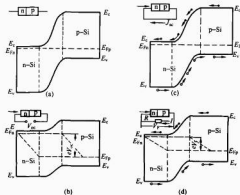


图 2.2-30 不同状态下晶体硅太阳能电池的能带图

(a) 无光照时; (b) 有光照开路时;

(c) 有光照短路时; (d) 有光照和外接负载时

5 晶体硅太阳能电池的性质

5.1 光电流和光电压

硅太阳能电池的光照特性示于图 2.2-31, 短路电流随光照

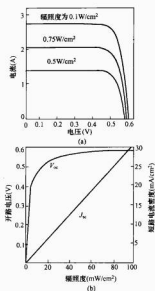


图 2.2-31 硅太阳能电池光照特性

(a) 太阳能电池 I-V 特性曲线与辐照度的关系;

(b) 太阳能电池开路电压、短路电流与辐照度关系

增加呈线性上升。开路电压随光强增加而呈指数上升, 强光下趋于饱和。

5.1.1 光电流

设在太阳能电池中产生的光生载流子均可被收集, 则其光电流密度 J_L 为

$$J_L = \int_0^{\infty} \left[\int_0^H \phi(\lambda) Q[1 - R(\lambda)] a(\lambda) e^{-a(\lambda)x} dx \right] d\lambda \\ = \int_0^{\infty} \int_0^H e G_L(x) dx d\lambda \quad (2.2-54)$$

$$G_L(x) = \phi(\lambda) [1 - R(\lambda)] a(\lambda) e^{-a(\lambda)x}$$

式中: $\phi(\lambda)$ 为投射到单位面积太阳能电池上的波长为 λ 、带宽为 $d\lambda$ 的光子数; Q 为量子产额, 即能量大于 E_g 的一个光子产生一对光生载流子的几率, 通常可认为 $Q \approx 1$; $R(\lambda)$ 为入射光的光谱反射率; $a(\lambda)$ 为光谱吸收系数; H 为电池厚度; dx 为电池中距电极表面 x 处的薄层; $G_L(x)$ 表示在 x 处光生载流子的产生率。

太阳能电池的 n 区、耗尽区和 p 区中均能产生光生载流子, 这些光生载流子要通过耗尽区才形成光电流, 计算光生电流必须考虑到各区中载流子的产生和复合、扩散和漂移等多种因素。

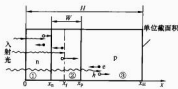


图 2.2-32 太阳能电池中光电流形成过程

顶区的光电流主要由短波光产生, 占总光电流的 5%~12%; 空间电荷区的光生电流占 2%~5%; 基区的光电流主要由长波光产生, 占 90% 左右。

5.1.2 短路电流

在光照下, 太阳能电池被短路时, pn 结处于零偏压状态, 此时短路电流密度 J_{sc} 等于光生电流密度 J_L 。短路电流密度 J_{sc} 正比于入射光强度 ϕ , 如图 2.2-31 (b) 所示。

$$J_{sc} = J_L \propto \phi \quad (2.2-55)$$

5.1.3 光电压

在光照下太阳能电池两端产生的电压为光电压。在开路状态下, 光照产生的载流子被内建电场分离形成由 n 区流向 p 区的光电流 J_L , 而太阳能电池两端出现的开路电压 V_{oc} 却产生由 p 区流向 n 区的正向结电流 J_D 。在稳定光照时, 光电流 J_L 和正向结电流 J_D 相等 ($J_L = J_D$)。根据式 (2.2-48)

$$J_L = J_D = J_0 (e^{eV_{oc}/kT} - 1)$$

$$\text{通常 } \frac{J_L}{J_0} \gg 1, V_{oc} = \frac{AkT}{e} \ln \frac{J_L}{J_0} \quad (2.2-56)$$

可见 V_{oc} 随 J_L 增加而增加, 随 J_0 增加而减小。由于曲线因子 A 的增大时 J_0 也增加, 所以, V_{oc} 不会随因子 A 的增大而增大。

当忽略耗尽区复合电流影响时, 据式 (2.2-47), 反向饱和电流密度为

$$J_0 = eD_n \frac{n_i^2}{N_A L_n} + eD_p \frac{n_i^2}{N_D L_p}$$

根据式 (2.2-36)

$$n_i^2 = N_A N_D e^{-eV_D/kT}$$

$$J_0 = \left(eD_n \frac{N_D}{L_n} + eD_p \frac{N_A}{L_p} \right) e^{-eV_D/kT} = J_{00} e^{-eV_D/kT} \quad (2.2-57)$$

$$\text{其中 } J_{00} = eD_n \frac{N_D}{L_n} + eD_p \frac{N_A}{L_p}$$

式中: V_D 为最大 pn 结电压; eV_D 等于 pn 结势垒高度。

按式 (2.2-48) 和式 (2.2-56), 当 $A=1$, $\frac{J_L}{J_0} \gg 1$ 时可得

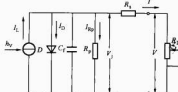
$$V_{oc} = V_D - \frac{kT}{e} \ln \frac{J_{00}}{J_L} \quad (2.2-58)$$

可见, 在低温和高光强时, 开路电压 V_{oc} 接近 V_D 。由于 $V_D \approx \frac{kT}{e} \ln \frac{N_D N_A}{n_i^2}$, 所以 pn 结两端掺杂度越大, 开路电压也越大。

5.2 等效电路、输出功率和填充因子

5.2.1 等效电路

图 2.2-33 显示了在稳定光照下太阳能电池的等效电路。它由以下电路元件构成: 能稳定地产生光电流 I_L 的电流源, 处于正偏压下的二极管 D 与二极管并联的电阻 R_p 电容 C_f 以及与输出端串联的电阻 R_s 。光电流 I_L 提供二极管的正向电流 $I_D = I_0 (e^{eV_f/kT} - 1)$ 和旁路电流 I_{R0} 电流和负载电流 I 。

图 2.2-33 pn 结太阳能电池 (二极管) 等效电路图

5.2.2 输出功率

按图 2.2-33, 光照下, 在负荷 R_L 上得到的太阳能电池输出功率 p 为

$$p = IV = \left\{ I_L - I_0 \left[e^{(V - R_s I) / AKT} - 1 \right] - \frac{I(R_s + R_L)}{R_{sh}} \right\}^2 R_L \quad (2.2-59)$$

当负载 R_L 从零变到无穷大时, 即可绘制出如图 2.2-34 所示太阳能电池的 $I-V$ 特性曲线。曲线上的任一点都称为工作点, 工作点和原点的连线就是负荷线, 负荷线的斜率的倒数等于 R_L 。调节负荷电阻 R_L 到某一值 R_m 时, 可在曲线上得到太阳能电池的最佳工作点 M (也称最大功率点), 这时对应的工作电流 I_m 和工作电压 V_m 的乘积达到最大值, 即

$$P_m = I_m V_m \quad (2.2-60)$$

式中: I_m 为最佳工作电流; V_m 为最佳工作电压; R_m 为最佳负载电阻; P_m 为最大输出功率。

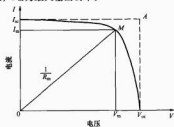


图 2.2-34 太阳能电池的负载特性曲线

5.2.3 填充因子

最大输出功率 P_m 与开路电压和短路电流的乘积 ($V_{oc} I_{sc}$) 之比值称为填充因子 (FF), 即

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} I_{sc}} = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{sc}} \quad (2.2-61)$$

FF 是评价太阳能电池的重要参数。在一定光强下, FF 越大, 输出功率也越高。FF 与入射光强、反向饱和电流、曲线因子和串联、并联电阻密切相关。

通常 $I-V$ 特性曲线关系式是在单二极管等效电路中, 并假设并联电阻 R_{sh} 为无穷大、串联电阻 R_s 为零的理想情况下得到的。但实际上, 将基区、发射区和空间电荷区的载流子复合电流区分开来, 用含有两个二极管的双二极管等效电路才与实际的 $I-V$ 特性曲线拟合得更好, 见图 2.2-35。图 2.2-35 中 I_{n1} 表示体区或表面通过隧穿能级复合的饱和电流, 所对应的二极管曲线因子 A 为 1; I_{n2} 表示 pn 结耗尽区或晶界内复合的饱和电流, 所对应的二极管曲线因子 A 为 2。

5.3 太阳能电池的效率

太阳能电池受光照射时, 输出电功率与入射光功率之比称为太阳能电池的光电转换效率 η , 简称电池效率, 可表达为

$$\eta = \frac{P_m}{A_i P_n} = \frac{I_m V_m}{A_i P_n} = \frac{(FF) I_{sc} V_{oc}}{A_i P_n} \quad (2.2-62)$$

式中: A_i 为太阳能电池面积; $P_n = \int_0^\infty \Phi(\lambda) \frac{hc}{\lambda} d\lambda$, 为单位面积入射光功率。

如果从总面积中扣除遮光的栅线面积, 可得到有效面积 A_a 下的电池效率。

太阳能电池光电转换过程中存在的各类损耗, 见图 2.2-36。

光学损失: 电池表面的反射损失; 波长大于 $1.1\mu m$ 的光 ($h\nu < E_g$) 透过电池造成的长波损失; 一个 $h\nu > E_g$ 的光

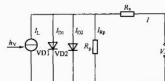


图 2.2-35 具有双二极管模型的太阳能电池等效电路

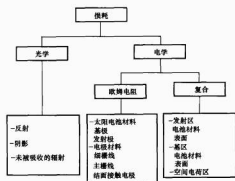


图 2.2-36 太阳能电池光电转换过程中的各类损耗

子激发出光生载流子以后, 多余的能量不能被利用造成的短波损失。

电学损失: 光生空穴—电子对在体内和表面复合, 以及通过其他复合中心复合; 光生载流子被 pn 结分离时, 在结区产生的损失, 包括产生声子和微等离子体效应损失; 结电流因少子复合损失, 以及势垒高度损失等; 串、并联电阻损失。

为了提高光电转换效率必须尽可能减小各类损耗。

5.4 晶硅太阳能电池效率极限

一些研究者已提出了最佳电池结构及其效率极限。假定所有可以避免的损耗全都被排除, 即: 完全消除反射损失, 并通过理想的陷光技术最大程度吸收入射光; 假定除俄歇复合外, SRH 和表面复合均可避免; 理想的接触电极既不遮光又无串联电阻损耗; 在基片中不存在转移损耗, 且基片中载流子分布是十分均匀的, 以致在给定电压下, 载流子的复合可减至最小, 为了尽可能减小俄歇复合和自由载流子吸收, 最佳电池用本征半导体硅材料制造, 厚度约 $80\mu m$ 。在对载流子复合和光吸收进行综合处理之后, 结果得出在一个太阳光强、AM1.5 和 $25^\circ C$ 条件下, 单晶硅太阳能电池效率可接近 29%。

5.5 影响太阳能电池效率的因素

影响硅太阳能电池效率的主要因素有: ①硅晶片材料质量; ②暗电流; ③高掺杂效应; ④串、并联电阻的影响等。

5.5.1 暗电流

当 pn 结处于正偏状态时, 太阳能电池 pn 结正向电流就是暗电流 J_D , 它不仅分流光电流, 而且降低开路电压。

对于均匀掺杂的 pn 结硅太阳能电池有

$$J_D = (e D_n \frac{n_i^2}{N_A L_n} + e D_p \frac{n_i^2}{N_D L_p}) (e^{V/KT} - 1) + \frac{1}{2} e \frac{n_i}{\tau} W (e^{V/2KT} - 1) + k_1 N_A e^{BV} \quad (2.2-63)$$

前一项是 p 区和 n 区的扩散电流, 也称注入电流; 第二项为复合电流; 第三项是 pn 结存在高掺杂时, 产生的隧穿电流 J_1 。

隧穿电流 J_1 为

$$J_1 = K_1 N_1 e^{Bv} \quad (2.2-64)$$

式中: K_1 是与电子的有效质量、内建电场、掺杂浓度、介电常数和普朗克常数等有关的系数; N_1 是能够为电子或空穴提供隧道的能态密度, 而

$$B = \frac{8\pi}{3h} \sqrt{m^* \epsilon_0 N_D A}$$

式中: $N_D A$ 为 pn 结区的平均掺杂浓度; m^* 为载流子的有效质量。

在 n 区导带中有少数靠近 pn 结的电子可以通过禁带中的深能级隧穿 pn 结势垒与价带中的空穴复合; 同样在价带中的空穴也可以隧穿复合。由隧道效应产生的隧穿电流主要发生在高掺杂的 pn 结区附近, 它与温度无关。

在低温、弱光时, 注入电流对暗电流的影响大于复合电流。而在高温、强光下, 复合电流变得更为主要。

用式 (2.2-48) 表示的一般太阳能电池的暗电流表示式 $J_D = J_0 (e^{qV/kT} - 1)$ 中, J_0 应当包括注入电流、复合电流和隧穿电流中的非指数项。对于品质优良的太阳能电池, 曲线因子 $A \approx 1$; 而在劣质电池中 $A=2$, 还可更大, 它与电池制造工艺有关。

减小暗电流和曲线因子 A 的措施是: 减小耗尽区宽度; 减少耗尽区的复合能级 (包括隧透态); 减少空间电荷区的复合, 为此必须减少空间电荷区中的重金属杂质以及其他能够作为复合中心的杂质、缺陷等; 抑制高掺杂效应; 增加各区少子寿命; 加强漂移场; 减少表面复合等。

5.5.2 高掺杂效应

基区掺杂浓度一般在 $10^{17}/\text{cm}^3$ 以下 ($>0.1\Omega \cdot \text{cm}$), 扩散层是高掺杂区, 其浓度为 $1 \times 10^{19} \sim 5 \times 10^{20}/\text{cm}^3$ 。当晶体硅中杂质浓度高于 $10^{18}/\text{cm}^3$ 时, 将出现“高掺杂效应”, 它不仅仅不能按式 (2.2-57) 提高开路电压, 而且会使开路电压降低。

高掺杂时, 硅的能带边缘出现能带尾态; 位于禁之中的杂质能级有可能扩展为能带, 并与硅的能带简并; 硅晶体的晶格发生畸变等, 这些因素都将导致禁带收缩, 如图 2.2-37 所示。

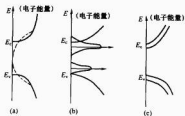


图 2.2-37 禁带收缩示意

(a) 能带尾态; (b) 能带简并; (c) 禁带收缩

禁带收缩的经验公式为

$$\Delta E_g = -(0.45) \sqrt{N_{DC}/10^{21}} (\text{eV}) \quad (2.2-65)$$

式中: N_{DC} 为扩散区中的施主浓度。

此外, 高掺杂时, 还因为杂质不能全部电离, 而使载流子寿命下降。

n 型硅的载流子扩散长度 L_n 高于 p 型硅的 L_p 。在高掺杂时, 晶体缺陷密度按浓度的四次方增加; 同时由于禁带变

窄和耗尽区收缩, 通过隧道效应的复合增加; 由于表面层中载流子密度很高, 通过晶格碰撞而发生的俄歇电子复合数量增多等, 这些因素都导致 L_p 和 L_n 同时急剧减小, 载流子寿命降低。当电阻率小于 $0.1\Omega \cdot \text{cm}$ 时, 少子寿命与掺杂浓度 N_A 关系为

$$\tau_e = \frac{1}{C_n N_A^2}$$

式中: 俄歇复合常数 $C_n = 1.2 \times 10^{-31} \text{cm}^5/\text{s}$ 。

5.5.3 扩散区高掺杂形成“死层”

在高掺杂的扩散区中, 由于存在着大量的填隙磷原子、位错和缺陷, 寿命极短 ($<1\text{ns}$), 光子在这一区域中激发出的光生载流子全将被复合, 形成“死层”。如图 2.2-38 所示, 当结深 $x_j = 0.4\mu\text{m}$ 时, 在靠近表面宽约 $0.15\mu\text{m}$ 的一薄层即为“死层”, 其杂质浓度高达 $5 \times 10^{20}/\text{cm}^3$, 且不随距离而变化。

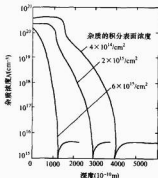


图 2.2-38 三种不同的磷杂质积分表面浓度下扩散层中的浓度分布

在死层区域中, 只有部分杂质原子电离, 使有效杂质浓度 N_{eff} (已电离的杂质浓度) 大幅下降, 即

$$N_{eff} = \frac{N_D}{1 + 2e^{\Delta E_D/kT}} \quad (2.2-66)$$

式中: N_D 为施主杂质浓度; ΔE_D 为施主杂质电离能。

当 $N_D \leq 10^{18}/\text{cm}^3$ 时, $N_{eff} \approx N_D$; 当 $N_D > 10^{18}/\text{cm}^3$ 时, $N_{eff} < N_D$ 。

由图 2.2-39 可见, 表面浓度大于 $10^{19}/\text{cm}^3$ 时, 近表面处出现不正常的电离杂质分布, 形成一个阻止少子向 pn 结边缘扩散的反向电场, 从而增加了少子的复合。图 2.2-39 表明, $N_A = 10^{19}/\text{cm}^3$ 已是表面掺杂浓度的上限, 超过它就会出现死层。

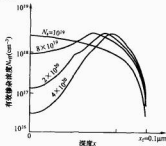


图 2.2-39 $0.1\Omega \cdot \text{cm}$ 太阳能电池扩散层中的有效杂质分布

此外, 越近表面吸收的光子总数越多, 表面 $0.5\mu\text{m}$ 厚的一薄层晶体硅即能吸收约 9% 的太阳能, 而现有的太阳电

池pn结的结深一般在 $0.3 \sim 0.5 \mu\text{m}$ 之间,因此死层对于电池的性能影响是很大的。

5.6 硅太阳能电池的光谱特性

太阳能电池的光谱特性是指单位辐射通量的不同波长的光分别照射太阳能电池时,太阳能电池短路电流的大小,通常用特性曲线表示,称为光谱响应 Q 。太阳能电池的光谱响应可分为相对光谱响应 Q_r 和绝对光谱响应 Q_a ,如图2.2-40所示。

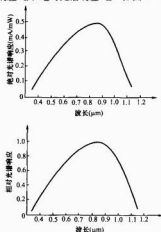


图 2.2-40 晶体硅太阳能电池的光谱响应

太阳能电池的光谱特性还可用量子效率率来表示。太阳能电池的量子效率率可分为外量子效率 (Q_{ex}) 和内量子效率 (Q_{in}) 。

外量子效率定义为波长为 λ 的光照在电池内部产生并对短路电流有贡献的光生载流子的数目与人射到电池表面的光子数目的比值,即

$$Q_{ex}(\lambda) = \frac{I_{sc}(\lambda)}{e\phi(\lambda)} \quad (2.2-67)$$

式中, e 为电子电量; $\phi(\lambda)$ 为人射到电池表面上的波长为 λ 的光子通量。

太阳能电池的内量子效率定义为波长为 λ 的光照在电池内部产生并对短路电流有贡献的光生载流子的数目与人射进电池内部的光子数目的比值,即扣除了电池表面反射损失掉的光子数目,可以表示为

$$Q_{in}(\lambda) = \frac{I_{sc}(\lambda)}{[1 - R(\lambda)]e\phi(\lambda)} = \frac{Q_{ex}(\lambda)}{1 - R(\lambda)} \quad (2.2-68)$$

式中; $R(\lambda)$ 为电池表面对波长为 λ 的光的反射系数。

内量子效率总大于外量子效率。

5.7 硅太阳能电池的温度特性和光照特性

图2.2-41示出了硅太阳能电池的温度特性。因为硅的禁带宽度随温度的变化率约为 $-0.003\text{eV}/^\circ\text{C}$,引起开路电压 V_{oc} 变化约为 $-2\text{mV}/^\circ\text{C}$ 。短路电流 I_{sc} 随温度升高只略有升高。在同样的光照下,电池的输出功率随温度升高而降低。每升高 1°C 效率下降 $0.35\% \sim 0.45\%$ 。

太阳能电池输出功率与电池端电压的关系示于图2.2-42。

6 晶体硅太阳能电池的制造

晶体硅太阳能电池制造工艺一般包括硅材料与硅片的制备、太阳能电池的制造和组件的封装等几个部分。电池的制造工艺目标是提高电池效率、降低制造成本,实现大规模自动

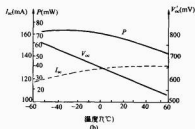
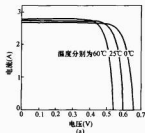


图 2.2-41 硅太阳能电池温度特性

(a) 太阳能电池 I - V 特性曲线与温度的关系;
(b) 太阳能电池输出功率与温度的关系

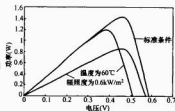
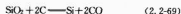


图 2.2-42 太阳能电池输出功率 W 与
电池端电压 V 的函数关系

化流水线生产。

6.1 硅材料的制备

通过电弧炉,在高温下,二氧化硅(SiO_2)与还原剂焦炭反应,即



生成液相的硅沉入电弧炉底部,铁作为催化剂防止形成碳化硅。在电弧炉底部开孔收集液相硅,冷却凝固,得到纯度为 $97\% \sim 99\%$ 的冶金级硅。原材料和制备方法不同,杂质含量也不一样。通常,铁和铝占 $0.1\% \sim 0.5\%$,钙占 $0.1\% \sim 0.2\%$,铬、锰、镍、钛和锆各占 $0.05\% \sim 0.1\%$,硼、铜、镁、磷和钒等均在 0.1% 以下。冶金级硅的电耗为 $10 \sim 12\text{kWh/kg}$ 。从石英砂制备高纯硅的工艺过程见图2.2-43。

现在,太阳能电池用高纯多晶硅材料大多采用流化床工艺,将冶金级硅破碎研磨成硅粉,酸洗后与氯化氢反应生成液态三氯氢硅(SiHCl_3),通过蒸馏塔多重精馏去除杂质,得到12个9(即 $99.999\,999\,999\,9\%$)纯度的三氯氢硅。然后采用 SiHCl_3 还原法制取高纯多晶硅材料。这种方法的反应式为



(2.2-70)

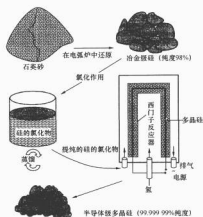
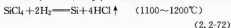
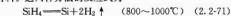


图 2.2-43 从石英砂制备高纯硅的工艺流程

此外还有采用 SiH_4 热分解法或 SiCl_4 还原法制取高纯多晶硅材料。这两种方法的反应式为



采用 SiHCl_3 还原法生产高纯多晶硅，也称西门子法，即将高纯 SiHCl_3 液体通过高纯 H_2 气携带到充有大量高纯 H_2 气的还原炉中， SiHCl_3 在通电加热的细长的硅芯表面还原出多晶硅并沉积在硅芯表面。通过一周或更长的反应时间，还原炉中的硅芯将从 8mm 生长到 150mm 左右，获得纯度可达 7 个 9 以上的多晶硅棒。

现在，通常采用改良西门子法生产高纯多晶硅，它是在西门子法工艺基础上，增加还原尾气干法回收系统、 SiCl_4 氯化工艺，实现了闭路循环，其生产流程由五个部分组成： SiHCl_3 的合成； SiHCl_3 的蒸馏提纯； SiHCl_3 的氢还原；还原尾气回收； SiHCl_3 氯化见图 2.2-44。由于这种方法采用了大型还原炉，降低了单位产品的能耗；采用 SiCl_4 氯化法和尾气干法回收工艺，明显降低了原辅材料的消耗，用这种方法生产的多晶硅占当今世界生产总量的 70%~80%。

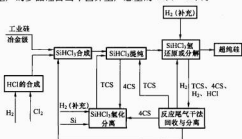


图 2.2-44 改良西门子法工艺流程

20 世纪 80 年代出现的颗粒状多晶硅，现在已越来越多用于制造太阳能电池用直拉单晶硅锭和多晶硅锭。颗粒状多晶硅是已提纯的进入还原炉中的中间化合物（如 SiHCl_3 ）不是在硅芯上还原沉积，而是沉积在硅细粉上。反应在流化床中进行。由于作为沉积热载体的硅细粉的表面积相对于硅芯的表面积大幅增加，使硅的收率增高而能耗降低，从而制造成本降低。颗粒状多晶硅不仅适用于连续拉晶工艺的加料和多晶硅定向凝固硅锭时二次加料，而且在生长单晶硅锭和多

晶硅锭时，如果将块状硅与颗粒状硅混合使用，还可增大石英坩埚中装料的填充系数。

硅烷（ SiH_4 ）热分解法。由于硅烷比较容易提纯，在热分解炉中可获得纯度很高的多晶硅。同时，采用这种方法可以在较低的温度下进行，并具有较高的生长速度，所消耗的能源也较少。但硅烷比三氯硅烷气体更危险，容易爆炸，对设备的安全性要求很高；同时，现在硅烷法大多用流化床工艺制取颗粒状多晶硅材料，其中含有大量（30%~35%）微细的硅粉。为提高其利用率，使用时需压制成大块硅锭。

四氯化硅（ SiCl_4 ）还原法也是先要精馏提纯四氯化硅，再通入高纯氢气，在 1100~1200℃ 高温下还原生成多晶硅。由于用这种方法，材料利用率低，能耗高，现在已很少采用。

另有一种制备太阳级硅的方法是锌还原法。它是将四氯化硅（ SiCl_4 ）精馏提纯后，利用 Zn 将 SiCl_4 还原成 Si，即 $\text{SiCl}_4 + 2\text{Zn} \rightarrow \text{Si} + 2\text{ZnCl}_2$

在这种方法中，可通过电解 ZnCl_2 制取 Zn 和 Cl_2 ，循环利用 Zn 和 Cl_2 。

用这种方法可获得 6~7N 的晶硅，已适用于制造太阳能电池。其特点是工艺简单，设备成本低，能耗仅为西门子法的 1/3。

晶体硅太阳能电池的制造成本中多晶硅原材料占有相当大的比重。多年来，一直在探索采用物理方法（有时也称冶金法）或物理方法与化学方法相结合提纯多晶硅材料，这类方法的具体工艺路线各不相同，其目的是简化工艺，减少设备投资，减小环境污染，最终降低生产成本。目前有的物理提纯法已可制备出纯度接近 6N 的多晶硅材料。一般认为，在太阳级硅中，铝、铜、钴、钨、钽和钼等元素，杂质浓度必须控制在 10^{13} ~ $10^{14}/\text{cm}^3$ 以下；镉、银、铊、铁、锰和铬等元素，杂质浓度控制在 $10^{15}/\text{cm}^3$ 以下；而铜的浓度可控制在 $10^{16}/\text{cm}^3$ 以下。不同金属杂质对太阳能电池效率的影响见图 2.2-45。

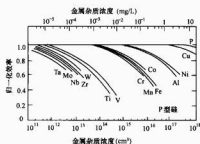


图 2.2-45 不同金属杂质对太阳能电池效率的影响

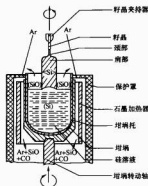
6.2 单晶硅的制备

目前制造太阳能电池用的单晶硅锭主要有熔体拉直法（Cz）和悬浮区溶法（Fz）两种方法。

6.2.1 直拉法（Cz 工艺）

高纯多晶硅材料或单晶、多晶硅锭头尾料，在单晶炉的石英坩埚内拉出单晶。将硅料在真空或气氛下加热熔化，同时掺杂。用硅单晶杆与硅熔体熔接，并以一定速度旋转提升，形成直径为 150~300mm，长度可达 1m 以上的单晶硅锭。如图 2.2-46 所示。

在直拉法制备硅单晶时，要使用超纯石英（ SiO_2 ）坩埚。石英坩埚与硅熔体反应，反应产物 SiO 的一部分从硅熔

图 2.2-46 C₂ (Czochralski) 方法生长单晶硅锭原理图

体中蒸发出来，另外一部分溶解在熔融硅中。这是单晶硅中氧杂质的主要来源。

6.2.2 悬浮区熔法 (FZ)

将已适度掺杂的多晶硅棒和籽晶一起竖直固定在区熔炉上，以高频感应等方法加热多晶硅棒的一部分区域。由于硅密度小、表面张力大，在电磁场浮力、熔融硅的表面张力和重力的平衡作用下，使所产生的熔区能稳定地悬浮于硅棒中间。在真空或气氛下，控制特定的工艺条件，使熔区在硅棒上从头到尾定向移动，如此反复多次，借助于杂质的分凝作用，最后形成沿籽晶生长的高纯单晶硅锭，如图 2.2-47 所示。区熔单晶硅纯度高，晶体缺陷少，但成本也很高，因此通常只用于制造高效单晶硅太阳能电池。

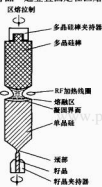


图 2.2-47 悬浮区熔技术原理图

6.3 多晶硅锭的制备

目前，太阳能电池用的多晶硅锭有三种制造方法：定向凝固法、浇铸法和电磁铸锭法。三种方法中大多采用定向凝固法。

与单晶硅生产工艺相比，多晶硅锭的生产设备比较简单，耗电少，生产效率高，因而生产成本较低，但生产出的多晶硅太阳能电池的转换效率稍低于单晶硅电池。通过采用浅结、改进镀膜技术和电极接触技术，提高少子寿命，现在面积为 $15.0 \times 15.5 \text{ cm}^2$ 的多晶硅电池效率已达到 17.7%。

6.3.1 定向凝固法

将装有高纯多晶硅原材料的坩埚置于铸锭炉中，加热熔化高纯多晶硅后，坩埚从热场中逐渐退出或从坩埚底部通冷却介质形成一定的温度梯度。固相液相的界面则从坩埚底部缓慢向上移动而形成硅锭，这种方法晶体生长较稳定，晶粒较均匀，工艺简单，操作方便，如图 2.2-48 (a) 所示。不同铸锭炉的加热方法、热场移动方法和冷却方法都不一样。热场加热方法有侧面加热、顶部和底部上下同时加热以及这几种方法相结合的加热方法。冷却方法分底部水冷或气冷。定向凝固法中常用一种热交换法 (HEM)，它是通过坩埚下

部流通冷却介质（水冷或气冷）散热形成温度梯度。现在有一种定向凝固系统 (DSS) 对原来的 HEM 装置做了重要改进，如图 2.2-48 (b) 所示，重新设计了炉体结构和控制程序，克服了原有的设备从炉顶装卸硅料，定向凝固时需要移动坩埚，生长时间长等缺点，特别是炉体下部可打开，便于安装重达数百千克的硅料和取出硅锭。多晶硅锭晶体的生长速度约为 $1 \sim 2 \text{ cm/h}$ 。这种炉子现在已发展到可生产 500kg 级的硅锭，目前正在开发 1000kg 的铸锭炉。

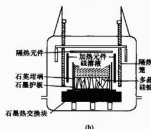
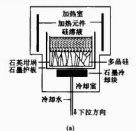


图 2.2-48 用定向凝固法制备多晶硅锭原理图

(a) 热交换法 (HEM); (b) 定向凝固系统 (DSS)

6.3.2 浇铸法

将熔化在坩埚中的硅熔液倾倒入另一石墨模具中形成硅锭，如图 2.2-49 所示，铸出的硅锭再被切割成方形硅锭和方形硅片制作太阳能电池。此方法与定向凝固方法

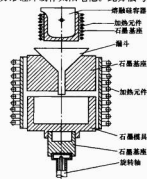


图 2.2-49 用浇铸法制备多晶硅锭原理图

相比，由于硅料熔化和凝固生长两个不同的坩埚中进行，所以设备比较复杂，硅材料易受污染，铸成的多晶硅锭晶粒较细，位错与杂质缺陷也较多，从而导致太阳能电池转换效率低于用定向凝固法制造的多晶硅电池，目前已较少使用。

6.3.3 电磁铸锭法

将硅料连续地由上部加到熔融硅中，借助于电磁力的作用，熔融硅与无底的冷却坩埚保持接触，见图 2.2-50。用这种方法生长的硅锭纯度高，但冷却凝固时易产生应力影响硅

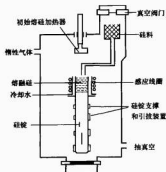


图 2.2-50 电磁铸锭法示意

片质量，且硅锭产能不大。目前生产的硅锭面积为 $350 \times 350 \text{ mm}^2$ ，长 $1 \sim 2 \text{ m}$ 。

采用定向凝固方法制备多晶硅锭的主要工艺过程见图 2.2-51。



图 2.2-51 定向凝固法制备多晶硅锭的主要工艺流程

目前，在 450 kg 级多晶硅炉中生长的多晶硅锭为 $450 \sim 500 \text{ kg}$ ，少子寿命大于或等于 2 ms ，电阻率 $0.5 \sim 6.0 \Omega \cdot \text{cm}$ ， O_2 含量小于或等于 $1 \times 10^{18} / \text{cm}^3$ ，C 含量小于或等于 $5 \times 10^{16} / \text{cm}^3$ 。

6.4 硅片的加工

晶体硅片的加工，是通过硅锭整形、切割，制成具有一定大小、厚度、表面平整的硅片。通常用厚度 $180 \sim 200 \mu\text{m}$ 、面积 $125 \times 125 \text{ mm}^2$ （单晶）、 $156 \times 156 \text{ mm}^2$ （多晶）的 p 型硅片。目前正在开发 $160 \mu\text{m}$ 厚度的硅片。现在一般采用多线切割机切割硅片，它是将 100 km 左右、直径 $100 \sim 120 \mu\text{m}$ 钢丝卷置于固定架上，经过滚动 SiC 磨料切割硅片，见图 2.2-52。这种切片方法与内圆式切割方法相比具有质量好、效率高、硅材料损耗 $35\% \sim 40\%$ 、可切割大尺寸薄片（厚度小于 $200 \mu\text{m}$ ）等特点。

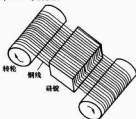


图 2.2-52 多线切割机切割硅片示意

多线切割机切片工艺流程见图 2.2-53。



图 2.2-53 多线切割机切片工艺流程

6.5 带硅的制备

硅带由硅熔体直接形成，可减少切片损失。有多种制造方法，现在比较成熟的是限边喂膜法（EFG），将熔融硅从能润湿硅的石墨模具狭缝中拉出形成单晶硅带，如图 2.2-54 所示。然后用激光切割硅带形成单晶硅片制作太阳能电池。目前已能拉制出每面宽为 10 cm 的 10 面体筒状硅，厚度 $280 \sim 300 \mu\text{m}$ 。制成的带硅太阳能电池实验室效率可达 16% ，批量生产的电池的效率为 $11\% \sim 13\%$ 。

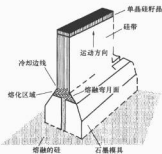


图 2.2-54 EFG 方法生长带硅原理图

另有一种细线拉制带硅方法是将硅带与耐高温的细线一起从溶液中直接拉出，如图 2.2-55 所示。而后用金刚石刀具切割成所需长度。工艺很简单，生长速度可达 25 mm/min 。用 10 mm^2 、 $100 \mu\text{m}$ 厚的硅带做成电池的实验室效率已达 15.1% 。

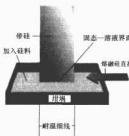


图 2.2-55 细线拉制带硅原理图

6.6 太阳能电池的制造

现在制造晶体硅太阳能电池常用 p 型硅片，硅片进行腐蚀、清洗后，将其置于扩散炉石英管内，用三氯氧磷在 p 型硅片上扩散磷原子形成深度约 $0.5 \mu\text{m}$ 左右的 pn 结。再在受光面上制作减反射薄膜，并通过真空蒸发或丝网印刷制作上电极和下电极。上电极位于受光面应采用栅线电极，以便透光。

通常晶体硅太阳能电池的制造工艺流程见图 2.2-56。

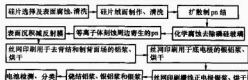


图 2.2-56 晶体硅太阳能电池制造工艺流程

6.6.1 硅片的选择与清洗

首先根据导电类型、电阻率、位错、少子寿命和厚度等要求检查硅片的质量。然后在腐蚀液中除去由切片引起的约10~20μm厚的表面损伤层。常用腐蚀液有两种：硝酸和氢氟酸混合的酸性腐蚀液及NaOH、KOH等碱性腐蚀液。用碱腐蚀成本较低，环境污染较小。表面腐蚀之后，需用高纯去离子水清洗硅片。

由于目前常用的硼掺杂p型直拉单晶硅片中，氧含量较高，在光照下氧和硼易发生反应导致性能退化，影响电池效率。如采用区熔硅片虽然氧含量较低，但成本又比较高。现在正在利用磁聚焦直拉法生产氧含量较低MCZ(B)单晶硅或采用镓等其他掺杂源制取p型直拉单晶硅提高电池效率的稳定性。

硅晶体中氧的主要来源是硅熔融时不断运动冲刷石英坩埚，石英坩埚壁上的氧溶入硅晶体。熔体运动主要由坩埚底部至上部的热对流，坩埚相对于熔体转动等因素引起。施加磁场可有效地抑制熔体流动，减缓氧进入熔体的速度，显著降低晶体中的氧含量。

采用镓作为掺杂剂制取p型硅单晶。镓的共价原子半径是126pm(1pm=10⁻¹²m)，远大于硼(82pm)，不易与氧形成亚稳态的复合中心；同时，其沸点高达2237℃，不易挥发，因此掺镓可以控制出适用于制造太阳能电池的p型单晶硅棒。当然，由于镓的分凝系数远高于硼，所拉制出的单晶硅棒各段的电阻率的差别比较大。试验表明，使用掺镓单晶硅棒做成的太阳能电池的性能比掺硼单晶硅棒稳定。

此外，由于n型硅材料载流子寿命长、硼含量低、电导率高和饱和电流低等特点，已开始应用于制造高效太阳能电池。具有丝网印刷Al背场的n型多晶硅太阳能电池的效率已达到18%~19%。

6.6.2 硅片表面织构化(也称制绒)

未经处理的硅片表面的光反射率可超过35%。减少光的反射损失的有效途径之一是采用表面织构化技术，也称制作绒面。即利用氢氧化钠等化学腐蚀液对电池表面进行腐蚀处理。如对于(100)晶向的单晶硅片，由于碱腐蚀液对硅片表面(100)晶向和(111)晶向的腐蚀速率不同，经过表面腐蚀后硅片表面可形成很多个(111)晶面的金字塔形结构，密布于电池的表面，酷似丝绒，称为绒面，如图2.2-57和图2.2-58所示。通过绒面的陷光作用，可使硅片表面的反射率减少到10%以内。目前单晶硅制绒的腐蚀液通常为氢氧化钠、异丙醇和硅酸钠的混合溶液。



图 2.2-57 金字塔形绒面化表面

图 2.2-58 绒面化硅片表面的电镜照片

对于多晶硅片，由于其表面不是一种晶向，通常用酸性腐蚀液制作绒面。目前常用的腐蚀液为硝酸和氢氟酸混合溶液。由于通过化学腐蚀降低反射率作用不如(100)晶向的单晶硅显著，现在正试验用活性离子刻蚀等方法形成绒面，效果较好。

6.6.3 扩散制绒

形成pn结时，需要对硅片掺杂，掺杂主要采用热扩散方法。在硅片中杂质原子的扩散形式分间隙扩散和替位式扩散两种。对P、B等原子半径较大的Ⅲ、V族杂质原子，一般按替位式扩散。杂质扩散过程符合扩散方程。

制作太阳能电池pn结时，一个很重要的工艺参数是结深 x_j 。

当采用恒定表面源扩散时，有

$$x_j = 2 \sqrt{D' \operatorname{erfc}^{-1} \frac{N_B}{N_S}}$$

采用有限表面源扩散时，有

$$x_j = 2 \operatorname{erfc}^{-1} \sqrt{D' \left(\ln \frac{N_B}{N_S} \right)^{1/2}}$$

式中： N_S 硅片表面处的杂质浓度； N_B 硅片体内的杂质浓度； D' 为杂质扩散系数； t 为扩散时间； erfc 为余误差函数的缩写。

替位式杂质原子的扩散速度比间隙式杂质原子扩散慢；无论替位式扩散还是间隙式扩散，扩散系数 D' 都与温度 T 密切相关，温度越高扩散越快。无论采用哪种扩散源，结深均正比于 $\sqrt{D't}$ ，控制时间 t 与温度 T 能控制结深，但两者相比，温度对结深的影响更大。在800~900℃的温度下，P型硅片上扩磷，温度偏差应小于±1℃。

扩散可以在通常的管式扩散炉中进行，也可在链式扩散炉中进行，如图2.2-59所示。目前常用的工艺是在链式扩散炉中进行。在链式扩散炉中，p型硅片置于石英管内，用液态 POCl_3 作为扩散源，进行磷扩散形成n型层。采用 POCl_3 源的扩散方法具有生产效率高、pn结均匀、扩散层表面平整等优点。磷扩散过程的反应式为

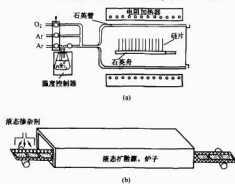
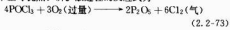


图 2.2-59 扩散炉示意

(a) 管式扩散炉；(b) 传输带链式扩散炉

扩散温度一般为850~900℃，时间20~30min。这种方法制得的pn结方块电阻的不均匀性小于10%，少子寿命可大于10ms。

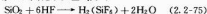
通常用电阻加热。为了提高工效，也有采用红外线加热的扩散工艺。

6.6.4 腐蚀电极边缘

扩散制结后,为防止电池上电极与底电极短路,必须除去硅片周边表面的扩散层。通常利用辉光放电中氟离子与硅发生反应,产生挥发性的产物 SiF_4 ,除去硅片周边形成的扩散层。除这种等离子体刻蚀外,也可用湿法化学腐蚀刻蚀或激光刻蚀。

6.6.5 去磷硅玻璃

扩散制结后,硅表面会形成一层含有 SiO_2 的磷硅玻璃,通常使用氢氟酸 (HF) 和氟化铵 (NH_4F) 的混合溶液,利用扩散层中的 SiO_2 使之与 HF 反应,生成可溶于水的 SiF_4 ,溶解硅表面的磷硅玻璃(掺 P_2O_5 的 SiO_2),除去硅片背表面的扩散层,其化学反应式为



6.6.6 制备减反射膜、同时进行表面钝化

减少入射光反射率的另一有效方法是在电池受光面镀减反射膜,镀一层膜可将反射光减少到 10% 左右,镀多层膜可减少到 4% 以下。

在电池表面制作绒面的基础上再沉积减反射膜可使表面的反射率降至 2% 以下。

减反射膜的折射率、厚度及膜系的设计对提高减反射效果具有很大影响,它们要满足以下关系。

单层减反射膜

$$n_1 t_1 = \frac{\lambda}{4} ; n_1 = (n_s n_m)^{\frac{1}{2}} \quad (2.2-76)$$

双层减反射膜

$$n_1 t_1 = n_2 t_2 = \frac{\lambda}{4} ; n_1^2 n_s = n_2^2 n_m \quad (n_s > n_2 > n_1 > n_m) \quad (2.2-77)$$

式中: n_m 为光进入减反射膜前介质的折射率; n_1 、 n_2 分别为每层减反射膜的折射率; n_s 为硅的折射率; t_1 、 t_2 分别为每层减反射膜的厚度。

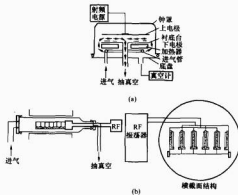


图 2.2-60 沉积氮化硅减反射膜用的 PECVD 沉积设备
(a) 水平电极放电; (b) 垂直电极放电

TiO_2 、 SiO_2 、 SnO_2 、 ZnS 、 MgF_2 和 SiN_x 薄膜都可作为减反射膜。单晶硅电池常采用 SiO_2 或 TiO_2 薄膜,而多晶硅电池常用 SiN_x 薄膜。通常采用等离子体增强化学气相沉积 (PECVD) 技术在电池表面沉积一层氮化硅 (SiN_x) 减反射膜,如图 2.2-60 所示,不仅可以显著减少光的反射,而且因为在制备 SiN_x 膜层过程中存在的大量的氢原子可对硅片表面和体内进行钝化。特别是多晶硅材料,由于晶界上的悬挂键可被氢原子饱和,可显著降低复合中心的作用,提高了

电池的短路电流和开路电压。这项工艺不仅可降低表面复合几率,提高电池效率约一个百分点,并且能有效阻止外界杂质(钠离子、掩蔽金属离子和水蒸气等)的入侵,提高电池的稳定性。

SiN_x 减反射膜也可采用物理溅射方法沉积,使用转靶式溅射技术,其运行成本低于 PECVD 技术。

TiO_2 、 SiO_2 减反射膜通常采用低压化学气相沉积 (LPCVD) 或常压化学气相沉积 (APCVD) 方法制备,如图 2.2-61 所示。也可通过热氧化使硅电池的正面和背面的悬挂键饱和,实现表面钝化,降低 Si-SiO_2 界面的载流子的复合速度。在氢气中退火可增强钝化效果。

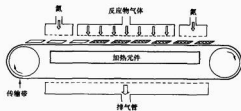


图 2.2-61 沉积氧化硅减反射膜用的常压化学气相沉积系统

6.6.7 丝网印刷铝浆烧结法去除背结,同时形成背面场

磷扩散后在电池背面形成背结,这种背结必须除去。通常除去背结的方法是在硅片背面丝网印刷一层铝浆,加热到铝-硅共熔点 (577°C) 以上,降温后凝固,形成含铝的再结晶层。它实际上也是一个对硅的铝掺杂过程。在足够的铝层和合金温度 (800°C) 下,不仅能除去 n^+p 背结,同时还能在背面制造一层 p^+ 掺杂层,形成 pp^+ 结,产生从 p 区指向 p^+ 区的自建电场,称为背面场,如图 2.2-62 所示。背电场能产生与电池 pn 结光生电压极性相同光生电压,从而提高了电池的开路电压;由于光生载流子受到背电场加速,增加了有效扩散长度,同时还能驱使少数载流子离开表面,降低复合率,其结果是既增加短路电流,又降低了暗电流,同时作为底电极的一部分,还减小了电极的接触电阻。此外,铝扩散还有吸杂的作用,而且铝吸杂可在相对较低的温度下进行,避免烧结过程中沉积的杂质通过体缺陷溶入硅中。现在用铝全面覆盖电池背面并烧结,形成背面场的方法已广泛应用于晶体硅电池的生产工艺中。

制作背面场除了丝网印刷铝浆烧结法外也可采用真空蒸

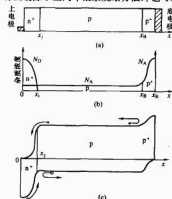


图 2.2-62 背面场能带结构
(a) 剖面图; (b) 杂质分布; (c) 能带结构

发铝膜烧结或浓硼或浓磷（对 n 型硅）扩散等方法。更先进的设计是在电池背面进行局域扩散，可减少电极与基体接触面积。特别是对于浓掺杂情况，局域掺杂可显著减少浓掺杂面积（一般只占全背面积的 1%~2%），进一步降低背电极表面复合。

6.6.8 丝网印刷法制作接触电极

使用丝网印刷机和印刷电极模板将银浆、铝浆和银铝浆印制在已形成背面场的硅片的正面和背面，再经低温烘烤、高温烧结，形成可靠的合金接触，使之成为正电极与底电极，如图 2.2-63 所示。背面用银铝浆，可布满整个背面呈网格状，再印数条主电极。正面用银浆。为保证光透过率大于 90%，正面电极必须设计成带有主电极的栅状电极，栅线宽度要尽可能小，通常为 150 μm 。为了增大透光面积，同时保持良好的导电性，使用高精度丝网印刷机，对准误差达到 $\pm 12.5\text{mm}$ ，二次印刷，增加电极厚度，可提高电池效率约 0.45%。已有报导可将栅电极的宽度降低到 50 μm ，厚度达到 15 μm 以上。为了容易焊接，高温烧结后在主电极上往往再镀锡。

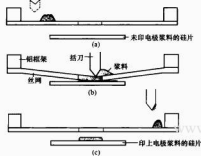


图 2.2-63 丝网印刷工艺示意

(a) 准备印刷电极浆料；(b) 印刷电极浆料；
(c) 完成电极浆料的印刷

现在正在进一步研究用模板印刷方法，与丝网印刷法比较，太阳能电池效率有明显提高。

6.6.9 检测分选

成品电池入库前，需要在标准测试条件（光强：1000W/m²；光谱：AM1.5；温度：25℃）对其电池性能进行测试，检验其质量优劣。在生产中主要测试的是电池的 $I-V$ 特性曲线，从它可以得知电池的短路电流、开路电压、最大输出功率以及串联电阻等参数，并按电压、电流和功率大小进行分类，或根据电池效率高低分选。

图 2.2-56 所示的电池制造工艺是现行的典型工艺流程，其中磷扩散—刻边、去磷硅玻璃和沉积减反射膜后，去背面 pn 结、制背面场、背电极以及沉积减反射膜后制作正面电极皆采用一次烧结工艺，既简化了工艺、提高了工效，又降低了能耗。同样，目前由于硅片越来越薄，为了减少硅片材料损耗，已将常规的硅片表面腐蚀清洗工艺与随后的腐蚀制取绒面工艺合并一次完成，不仅简化了工艺而且可减少硅片表面的腐蚀损耗 20~30 μm 。

6.7 太阳能电池组件的封装

为了将太阳能电池串联并联获得所需的输出功率，同时也为了保护太阳能电池不受机械损伤和环境损害，太阳能电池须通过胶封、层压等方式封装成组件。

大面积太阳能电池组件，如图 2.2-64 所示，通常采用真空层压封装工艺：用两层热熔性 EVA 胶膜将太阳能电池片夹在中间，通过真空加热层压使 EVA 胶膜将电池片、低铁钢化玻璃正面盖板和聚氟乙烯复合膜（或玻璃）背板黏合为一体，周边用铝合金边框固定，见图 2.2-65 (a)。环氧树脂胶封多用于小功率单片硅太阳能电池的封装，见图 2.2-65 (b)。另外也有采用双面玻璃封装的太阳能电池组件，见图 2.2-65 (c)，这类组件外形美观，可部分透光，已广泛应用于光伏建筑。



图 2.2-64 太阳能电池组件外形

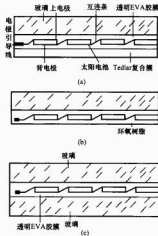


图 2.2-65 太阳能电池组件封装结构

(a) 玻璃—聚氟乙烯复合膜封；
(b) 环氧树脂封装；(c) 双面玻璃封装

6.7.1 组件封装的基本技术要求

组件封装要求组件的工作寿命在 20 年以上，即使用 20 年，效率不低于初始效率的 80%；密封性能和电绝缘性能（绝缘电阻不能低于 200M Ω ）良好；机械强度足够；紫外光辐照下的稳定性好；效率损失小；电池之间通过互连条连接可靠；封装成本低。

6.7.2 封装材料

用于真空层压封装太阳能电池的材料主要有环氧树脂、玻璃、EVA、Tedlar 或 Tedlar 复合薄膜（如 TPT 或 TPE）、互连条、铝框和接线盒等。

环氧树脂：早先太阳能电池的封装多用环氧树脂，但这种黏合剂容易老化而变黄，耐湿性和气密性较差，与太阳能电池的膨胀系数不匹配易产生应力，现在除小功率组件外已很少使用。

改性 EVA 胶膜是以 EVA 为原料，添加改性剂后加热挤出成型而制得的 EVA 胶膜。透光率大于 92%；交联度大于 65%；胶膜与玻璃之间剥离强度大于 30N/cm；胶膜与 TPT 之间剥离强度大于 15N/cm；适用温度为 -40~80℃，尺寸变化小；具有较好的耐紫外光照射性能。

玻璃：盖板材料通常采用低铁钢化白玻璃，其特点是透过率高、抗冲击力强和使用寿命长。厚度多用3.2mm，在320~1100nm波长范围内，透光率达92%以上，如图2.2-66所示；对于波长大于1200nm的红外线有较高的反射率，同时能耐太阳紫外光的辐射，如对其表面进行减反射物理化学处理，还可制成减反射玻璃，透光率可达93%以上。

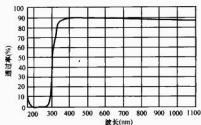


图 2.2-66 太阳能电池组件用白玻璃光谱透光率

背面材料：大型太阳能电池组件多用 Tedlar 复合材料，将 Tedlar 与聚酯、铝膜或铁膜等做成夹层结构。通常 Tedlar 厚度为 38μm，聚酯为 75μm，铝膜和铁膜为 25~30μm。现在用得最多的是 TPT (Tedlar/Polycarbonate/Tedlar)。Tedlar 复合薄膜具有很好的防潮、抗湿和耐候性能。白色的 TPT 还可反射阳光。但黏合性稍差，价格较高。也有使用由 Tedlar、聚酯、EVA 三层材料构成的 TPE 作为组件的背面材料。TPE 与 EVA 黏合性能好，价格约为 TPT 的一半，但其耐候性能不及 TPT，适用于小型组件封装。

6.7.3 太阳能电池组件封装工序

太阳能电池组件的工作电压和输出功率应按不同的规格要求设计；其制造工序为：电池片串并联焊接、汇流条焊接、玻璃—EVA—电池—EVA—TPT 层叠、检测、层压、固化、装边框、安装接线盒和性能检测。在层压机中压制组件时应正确设置工作温度和抽气、层压时间；避免进入空气和 EVA 交联反应时产生氧气，在组件中形成气泡。烘箱固化时应根据 EVA 种类设置固化条件：通常快速固化时温度为 135℃，时间 15min；常规固化时温度 145℃，时间 30min。

6.8 太阳能电池和组件性能检测

太阳能电池性能检测的主要内容包括：开路电压、短路电流、最大输出功率和 $I-V$ 特性曲线测量等；太阳能电池组件性能检测除了上述性能外还需测试其绝缘性能；热循环试验；湿热、湿冷试验；机械载荷试验；冰雹试验和老化试验等。

实用地面应用的太阳能电池的国际标准测试条件为：AM1.5, 1000W/m², 25℃。

太阳能电池/组件性能的专用测试仪器是太阳模拟器，也可称为太阳模拟光伏测试仪。通常由光源、滤光器、光学系统、电子单元、参考电池、环境温度传感器、灯电源、计算机和打印机等部分组成，如图 2.2-67 所示。可测试 $I-V$ 曲线、 $P-V$ 曲线、短路电流，开路电压，峰值功率，定电压点电流，填充因子，串联电阻，并联电阻和环境温度等参数。

太阳模拟器按光源光照模式不同可分恒定光照模拟器和脉冲闪光模拟器；闪光模拟器又可分为单闪光系统和多闪光系统、长脉冲闪光系统和短脉冲闪光系统等。恒定光照模拟器比较容易获得较高的测量精度，但被测样品易发热，需要冷却，能耗大。脉冲闪光模拟器则由于测试期间光强变化，测量精度不易提高，必须对数据点进行修正；对大电容电量

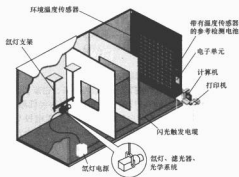


图 2.2-67 太阳能电池组件测试仪示意

池组件进行动态测量，往往因为充放电时间不够而导致 $I-V$ 曲线畸变，但闪光测试的突出优点是会引起被测样品发热，能耗小。随着技术进步，一些缺点正在克服，测试精度不断提高，现在已越来越多使用脉冲闪光模拟器。

这里介绍一种脉冲闪光太阳模拟器测量 $I-V$ 曲线的原理：由于氙灯加滤光器后其光谱与太阳光谱 AM1.5 比较吻合，如图 2.2-68 所示，模拟器光源通常采用带滤光器的氙灯。测量时，脉冲闪光的辐照量通过参考电池测量；当辐照量达到预先设定值后，开始测量。在一定的周期内（如 2~20ms）对被测样品从短路到开路进行扫描；同时记录一系列的电压、电流和辐照量信号。对测得的数据经辐照修正和温度修正后，绘制出 $I-V$ 曲线。

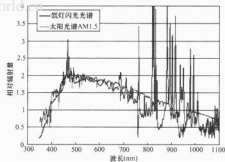


图 2.2-68 加滤光器后的氙灯光谱与太阳光谱 (AM1.5) 的匹配情况

一台性能优良的太阳能电池组件测试系统应符合国际标准 IEC 60904-9，其中 A 级光谱匹配度应小于 25%，辐照均匀度应小于 ±2%，时间稳定性小于 ±2%。电压、电流测量精度小于 ±0.2%，温度测量精度小于 ±1℃。 $I-V$ 曲线在标准测试条件下 (1000W/m², 25℃, AM1.5G) 自动修正后，测量精度应优于 0.5%。

7 肖特基结太阳能电池

肖特基太阳能电池，是利用金属/半导体界面上的肖特基势垒组成的电池，其结深比 pn 结电池要浅。这种电池具有浅结及低成本的优点，但由于电池的开路电压不高，所得电池效率低于 pn 结电池。目前研究得最多的是，在金属及半导体的界面之间嵌有一层氧化物绝缘体的金属—绝缘体—半导体 (MIS) 肖特基势垒电池。

7.1 肖特基结

7.1.1 金属的逸出功

金属的逸出功或功函数 W_m 是电子初始能量等于费米能级 $(E_F)_m$ 的电子从金属体内逸出到真空中所需的最小能量, 即

$$W_m = E_0 - (E_F)_m \quad (2.2-78)$$

式中: E_0 为真空中的电子能级。

常见金属的功函数示于表 2.2-5 中, 其大小一般为几个电子伏。

表 2.2-5 太阳能电池常用金属功函数 W_m eV														
金属名称	Mg	Al	Ni	Cu	Ag	Au	Ti	Be	Pt	Cr	Pd	Hf	Sc	Mn
功函数 W_m	3.66	4.28	5.51	4.65	4.26	5.1	4.33	4.98	5.63	4.5	5.12	3.9	3.5	4.1

同样, 半导体的功函数 W_s 是初始能量等于费米能级 $(E_F)_s$ 的电子, 从半导体内逸出到真空中所需的最小能量

$$W_s = E_0 - (E_F)_s \quad (2.2-79)$$

W_s 与掺杂浓度有关。

通常把能量等于导带底 E_c 的电子从半导体内逸出到真空中所需的能量 χ 称为半导体的电子亲合势

$$\chi = E_0 - E_c \quad (2.2-80)$$

利用亲合势, 半导体的功函数又可表示为

$$W_s = \chi + [E_c - (E_F)_s] = \chi + E_n \quad (\text{对 n 型}) \quad (2.2-81)$$

$$W_s = \chi + E_g + [E_v - (E_F)_s] = \chi + E_g - E_p \quad (\text{对 p 型}) \quad (2.2-82)$$

其中

$$E_n = E_c - (E_F)_s$$

$$E_p = (E_F)_s - E_v$$

硅的功函数示于表 2.2-6。真空静止电子能级与金属及半导体费米能级的关系示于图 2.2-69。

表 2.2-6 Si 的功函数 W_s		
半导体名称	Si	
导电类型	n	p
掺杂浓度	10^{14} , 10^{15} , 10^{16}	10^{14} , 10^{15} , 10^{16}
功函数 (eV)	4.32, 4.26, 4.20	4.82, 4.88, 4.94

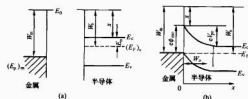


图 2.2-69 金属和 n 型半导体肖特基势垒的形成
(a) 接触前; (b) 接触后

7.1.2 金属-半导体的接触势垒

若金属功函数 W_m 大于 n 型晶体硅的功函数 W_s , 即 $W_m > W_s$, 当两者接触时, 由于费米能级 $(E_F)_s > (E_F)_m$, 界面附近硅中的电子就会流向金属, 形成空间正电荷区 (即耗尽区), 直至两者的费米能级处于同一水平, 达到动态平衡, 产生接触电势差 eV_{D0} 。若以真空中静止电子能级 E_0 为基准, 此时有

$$W_s - W_m = (E_F)_s - (E_F)_m = eV_{D0} \quad (2.2-83)$$

从金属到 n 型晶体硅产生的势垒高度 ϕ_{m0} 为

$$e\phi_{m0} = eV_{D0} + E_0 = W_s - W_m + E_0 = W_m - x \quad (2.2-84)$$

势垒区中, 电子浓度比体内低得多, 形成具有高电阻率的阻挡层。

若 $W_m < W_s$, 则电子将从金属流向 n 型半导体, 产生倒向势垒。在倒向势垒区中, 其电子浓度比体内高得多, 形成高电导率的反阻挡层, 其能带图如图 2.2-70 所示。

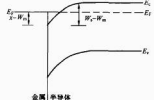


图 2.2-70 金属和 n 型半导体接触反阻挡层的能带图 ($W_m < W_s$)

金属和 p 型半导体接触时, 形成阻挡层的情况与 n 型相反。当 $W_m < W_s$ 时, 形成电导很小的 p 型阻挡层。当 $W_m > W_s$ 时, 形成电阻很小的 p 型反阻挡层, 其能带图示见图 2.2-71。

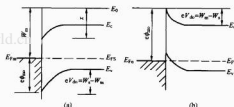


图 2.2-71 金属和 p 型硅接触能带图
(a) p 型阻挡层 ($W_m < W_s$); (b) p 型反阻挡层 ($W_m > W_s$)

一些金属与硅接触的势垒高度值 ϕ_{m0} 列于表 2.2-7。

表 2.2-7 金属与硅接触势垒高度 ϕ_{m0}

金属	ϕ_{m0} (V)	
	n-Si	p-Si
金 (Au)	0.80	0.35
银 (Ag)	0.56~0.79	0.55
铝 (Al)	0.50~0.77	0.58
铬 (Cr)	0.58	—
镍 (Ni)	0.67~0.70	0.51
钼 (Mo)	0.58	—
铂 (Pt)	0.90	—
铂铱 (PtIr)	0.85	—
铱 (W)	0.66	—
铜 (Cu)	—	0.51
铍 (Be)	—	0.56

所有金属和半导体形成的阻挡层称为肖特基势垒, 反阻挡层因为具有高电导性, 可作为晶体硅的欧姆接触。

采用类似 pn 结的耗尽近似, 可得到无光照时肖特基

结势垒宽度 W_0

$$W_0 = \sqrt{\frac{2\epsilon_0\epsilon_r(\phi_{ms} - E_g)}{eN_D}} = \sqrt{\frac{2\epsilon_0\epsilon_r V_{D0}}{eN_D}} \quad (2.2-85)$$

式中: $V_{D0} = (W_s - W_m)/e$, 为金属和半导体硅的接触电势差。

当施加电压 V 时, 见图 2.2-72, 势垒宽度为

$$W = \sqrt{\frac{2\epsilon_0\epsilon_r(V_{D0} + V)}{eN_D}} \quad (2.2-86)$$

对 p 型半导体可作同样讨论。

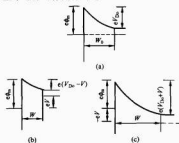


图 2.2-72 外加电压对肖特基势垒的影响

(a) $V=0$; (b) $V>0$; (c) $V<0$

肖特基势垒的正、反向伏安特性类似于 pn 结的整流特性。

在假定 n 型阻挡层远小于电子扩散长度的理想情况下, 从晶体硅到金属的电子流形成的电流密度 J_m 为

$$J_m = \frac{4\pi em_0^* k^2}{h^3} T^2 e^{-\frac{\phi_{ms}}{kT}} \frac{dV}{dT} = A^* T^2 e^{-\frac{\phi_{ms}}{kT}} \frac{dV}{dT} \quad (2.2-87)$$

式中: $A^* = \frac{4\pi em_0^* k^2}{h^3}$, 称为有效理查森常数。

电子从金属到晶体硅所跨越的势垒高度不随外加电压变化, 所以, 从金属到半导体硅的电流密度 J_m 是常量。它与 $V=0$ 时热平衡条件下的 J_m 大小相等, 方向相反。

$$J_m = -A^* T^2 e^{-\frac{\phi_{ms}}{kT}} \quad (2.2-88)$$

于是总电流密度为

$$J_D = J_m + J_n = A^* T^2 e^{-\frac{\phi_{ms}}{kT}} (e^{\frac{qV}{kT}} - 1) = J_n (e^{\frac{qV}{kT}} - 1) \quad (2.2-89)$$

$$J_n = A^* T^2 e^{-\frac{\phi_{ms}}{kT}} \quad (2.2-90)$$

式中: J_n 为饱和电流密度, 它依赖于温度, 但与外加电压无关。

实际的肖特基势垒与理论模型计算值有相当大的差异, 这是由于晶体硅表面态的存在使表面附近的能带弯曲, 形成表面势垒; 金属和半导体接触形成势垒时, 由于镜像力的作用、隧道效应的影响, 都将降低了势垒的总高度; 载流子在空间电荷区或界面上的各种复合; 电子在金属表面的反射以及电子和声子的散射等。

7.2 肖特基结太阳能电池的结构和工作原理

肖特基结太阳能电池有多种类型, 常用 CIS 表示。其中 C 代表导体 (包括金属 M、高掺杂的半导体 S 及近乎导体的电介质 E); I 代表绝缘层 (包括氧化层 O); S 代表半导体。所有这些电池都依靠一个单边突变的肖特基结来分离在基体

半导体材料中产生的光生载流子。

肖特基结太阳能电池结构是在 n 型或 p 型半导体表面上覆盖一层透明的金属层; 在金属层上制作栅状电极收集光电流; 在半导体的背表面镀覆具有欧姆接触的金属底电极。在透明金属层上需镀覆一层减反射膜。典型的金-硅肖特基太阳能电池和金-二氧化硅-硅肖特基太阳能电池结构如图 2.2-73 所示。

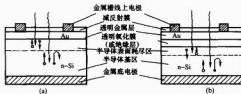


图 2.2-73 典型的硅肖特基太阳能电池结构

(a) MS 电池; (b) MOS (或 MIS) 电池

肖特基电池可粗略地看成是一个 p^+ 区掺杂浓度很大、结深为零的 p^+n 结太阳能电池。当肖特基太阳能电池外接负载后, 光照下的负载特性曲线形状与 pn 结太阳能电池相似, 因而也可采用类似 pn 结太阳能电池的方法分析其光电流、光电压和光电转换效率等输出特性。

7.3 斜向蒸发电极 (OEEO) 太阳能电池

肖特基结太阳能电池很早就开始研究, 种类也很多, 但能达到产业化水平的电池并不多。目前最有望实现大规模生产的肖特基结太阳能电池是基于 MIS 结构的斜向蒸发电极 (OEEO) 太阳能电池。

OEEO 电池的结构如图 2.2-74 所示。电池的表面机械刻槽, 绒面化, 磷扩散制作浅发射极 n^+ , 采用低湿氧化形成超薄的 (1.5nm) 氧化隧道层, 直接倾斜蒸镀 Al 作为电极形成金属-绝缘体-半导体 (MIS) 接触, 然后采用 PECVD 沉积氮化硅作为钝化层和减反射膜, 电池表面完全钝化。电极置于沟槽的侧面, 遮光面积极小; 斜向蒸镀 Al 电极时利用沟槽脊背的自遮蔽作用, 不需要掩膜, 电极材料可全部利用; 因为 Al 和衬底已被氧化隧道层隔开, Al 不会引起 pn 结性能退化和接触电阻增加; 设计圆形蒸镀设备, 可一次性蒸镀大量电极, 提高了生产效率。这类电池不需要光刻、电极烧穿、电极与硅片接触处重掺杂和高温烧结等工艺即可形成高质量的接触电极, 且电极材料利用率高, 因此制造成本较低。用 Fe 硅材料做的太阳能电池效率是达到 20% (面积为 96cm^2), 用 Ge 硅材料做的太阳能电池效率达到 19.4%。

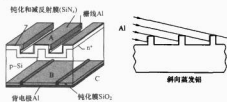


图 2.2-74 斜向蒸发电极 (OEEO) 太阳能电池

8 异质结太阳能电池

采用同一种材料的 p 型和 n 型组成的 pn 结称为同质结。

采用不同材料组成的结构称为异质结,具有异质结结构的太阳能电池种类非常多。广义地说,肖特基结太阳能电池也属于异质结太阳能电池。

异质结太阳能电池可用禁带宽度大的材料做窗口顶层(窗口层),不仅可让更多的光进入基区,而且避免了同质结中的死层,由于窗口材料的禁带宽度大,高掺杂后既可减小表面薄层电阻,减小串联电阻,而又不至于引起高掺杂效应。此外还可以用不同禁带宽度材料叠加,增宽电池的光谱响应范围。

8.1 异质结

导电类型相反的二种半导体材料构成反型异质结,两种导电类型相同的两种半导体材料构成同型异质结。pn反型异质结能带如图 2.2-75 所示。

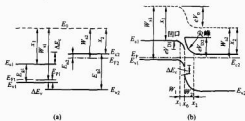


图 2.2-75 形成突变 pn 异质结前后平衡能带图
(a) 接触前; (b) 接触后

图 2.2-75 (a) 为形成突变异质结之前两种材料的热平衡能带图,其中 E_{a1} 、 E_{a2} 分别表示二种材料的禁带宽度; E_{a0} 为费米能级 E_F 和价带底 E_{v1} 的能量差; E_{a2} 为费米能级 E_F 和导带底 E_{c2} 的能量差; W_1 、 W_2 分别为两种材料的功函数; E_0 为真空静止电子能级; χ_1 、 χ_2 分别为两种材料的电子亲和势,等于 E_0 和导带底 E_{c1} 、 E_{c2} 之差; ΔE_c 、 ΔE_v 分别为两种材料的导带底、价带顶能级之差; W_1 、 W_2 分别为界面 x_0 两边空间电荷区宽度。

当两块半导体紧密接触后,因为 $W_{a1} > W_{a2}$,所以 n 型半导体中的电子流向 p 型半导体,空穴则反向流动,直至 $E_{F1} = E_{F2} = E_F$,达到平衡状态,形成内建电场和异质结势垒,如图 2.2-75 (b)。因为两种材料的介电系数不同,所以电场和能带在交界面 x_0 处不连续。n 型侧的尖峰和 p 型侧的凹口的能量等于接触前导带能级差 ΔE_c 。价带顶在 x_0 处形成不连续的断口,断口的宽度恰好等于接触前两种材料价带顶能级之差 ΔE_v 。

异质结在外加正、反向偏压时,也具有整流特性。通常,在不考虑界面附近的复杂情况时,可用扩散模型来计算正偏时的 I-V 特性。

8.2 异质结太阳能电池结构和工作原理

典型异质结太阳能电池的结构是:在 p 型基片上,覆盖一层 n 型顶层区,构成异质结,其余部分与同质 pn 结电池相似,如图 2.2-76 所示。

异质结太阳能电池的工作原理几乎和同质 pn 结太阳能电池一样。设两种异质结材料都均匀掺杂,除耗尽区外中性区不存在电场。在光强为 $\phi(\lambda)$ 、波长 λ 的单色光稳定照明下,异质结光电流密度 $J_L(\lambda)$ 可用与同质 pn 结相类似的方法计算。

异质结的光谱响应的短波部分可由材料 1 决定,而长波

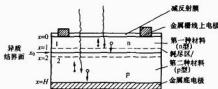


图 2.2-76 典型的异质结太阳能电池的结构

部分可由材料 2 决定。选择不同的 E_{a1} 、 $\alpha_1(\lambda)$ 、 E_{a2} 、 $\alpha_2(\lambda)$ 的材料和厚度组合可以得到更符合太阳光谱的光谱响应曲线。通常异质结太阳能电池的 1 区较薄。光电流的主要成分由少子寿命较长的材料 2 区提供 ($E_{a1} > E_{a2}$)。

由于异质结界面处晶格失配形成悬挂键,将增加耗尽区的复合中心。由于在界面处两种材料的晶格结构不完整、原子相互扩散、杂质污染、热膨胀系数不同引起应力或界面处键的断裂等都会产生界面态。在界面态较多时,界面态将产生表面势而使表面处能带弯曲、畸变。电子和空穴直接通过界面上的界面态和禁带中的其他空能态产生隧道效应而形成较大的隧穿电流,使得隧穿电流成为异质结暗电流的主要成分。此外,载流子传输过程中在界面处还可能发生散射增加暗电流。异质结界面层上因两种材料折射率不同有可能会引起界面反射损失。设计和制造异质结电池时,必须考虑这些因素对电池效率的影响。

8.3 a-Si/c-Si 异质结 (HIT) 太阳能电池

HIT 电池是日本三洋公司开发的大面积高效太阳能电池。这种电池用电阻率为 $1\Omega \cdot \text{cm}$ 、厚度 $200\mu\text{m}$ 的 n 型 C₂ 硅片制作。硅片表面面积化后,正面采用 PECVD 沉积很薄的本征 a-Si; H 和 p 型 a-Si; H,背面沉积薄的本征 a-Si; H 层和 n 型 a-Si; H 层;再两面溅射沉积透明导电膜 (TCO) 和丝网印刷 Ag 浆电极,形成双面异质结太阳能电池,如图 2.2-77 所示。整个制造过程都在低于 200°C 的温度条件下进行,能降耗。

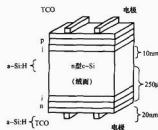


图 2.2-77 a-Si/c-Si/a-Si 异质结太阳能电池示意

注:具有本征薄层的异质结结构

$$\text{a-Si}(\text{p}^+)/\text{a-Si}(\text{i})/\text{c-Si}(\text{n})/\text{a-Si}(\text{i})/\text{a-Si}(\text{n}^+)$$

这种电池采用 n 型硅片,载流子寿命远大于 p 型硅,而且低温制作工艺,不会降低载流子寿命;正面和背面双面 a-Si/c-Si 异质结结构,双面钝化,充分利用入射光;PECVD 沉积非晶硅薄膜过程中对其表面和界面进行有效的氢钝化。这种电池温度系数小,生产成本低。现在,面积为 100cm^2 的电池的效率已达 21.2%,创大面积电池的世界最高纪录。p 型硅片上制造的 HIT 电池效率也已达 17%。

由于量子效率的计算表明,氢化微晶立方体 (cubic) 碳化硅 ($\mu\text{c-3C-SiC}$; H) 做发射极的电池的蓝光响应明显

高于 α -SiH发射极电池,因此,正在研制SiC:H/c-Si异质结太阳能电池。其中,ITO/n μ c-3C-SiC:H/p-c-Si/Al结构的电池,效率已达到15.6%。

9 高效太阳能电池

在过去20年中,硅太阳能电池的效率几乎提高了一倍,这主要归因于钝化、背面场以及电极设计等电池制造技术的进步。然而,虽然目前最高效率已达到24.7%,但是高晶体硅太阳能电池的理论转换效率上限26%还有一定的距离。

下面介绍几种高效太阳能电池。

9.1 发射极钝化及背面局部扩散(PERL)太阳能电池

PERL电池是澳大利亚新南威尔士大学光伏器件实验室研制的高效电池。它的结构如图2.2-78(a)所示,采用TCA工艺(三氯乙烯工艺)生长高质量的氧化层进行双面氧化钝化,降低表面复合;正面采用光刻技术形成倒金字塔结构,与背电极反射层结合,获得了优良的陷光效果;在正面再蒸镀了MgF₂/ZnS双层减反射膜,进一步降低了表面反射;为了与双层减反射膜很好匹配,正面氧化硅层应做得很薄,但是氧化层减薄后,会降低电池的开路电压和短路电流,为此采用改进工艺,在电池正面的氧化层上蒸镀铝膜,然后在4% H₂ + 96% N₂合成气氛中370℃温度下退火30min,利用铝和氧化物中OH⁻根离子发生反应产生的原子氢进行钝化,再用磷酸除去铝膜,原子氢的钝化作用能显著提高电池的载流子寿命和开路电压;背电极通过钝化层上一些分离的小孔与衬底接触,接触孔处采用液态源BBr₃进行液相局部扩散,扩散区面积为30 μ m \times 30 μ m,接触孔的面积为10 μ m \times 10 μ m,孔间距为250 μ m,在不明显增大体串联电阻的同时,极大地减小电极金属与半导体界面的高复合速率区域,又能获得良好的背面场。2001年,在1.0 $\Omega\cdot$ cm左右的p型FZ硅片上制作了4cm²的PERL电池,开路电压达到706mV,短路电流42.2mA/cm²,填充因子为82.8%,效率达24.7%,创造了迄今为止世界最高纪录。

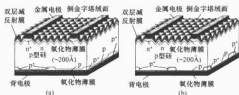


图 2.2-78 高效太阳能电池的结构

(a) PERL 电池的结构; (b) PERT 电池的结构

与PERL电池相似,另有一种PERT电池,它不仅在电池背面进行局域掺杂,又在背面的其他区域进行液相掺杂,见图2.2-78(b)。2001年在p型MCZ(B)硅片上制作的4cm²的PERT电池效率也达到了24.5%。

随着高精度丝网印刷技术的进步,这种选择性发射极结构已逐步应用于常规太阳能电池,已有的试验表明这种技术可提高电池效益0.5%~1%。

9.2 刻槽埋栅太阳能电池(BCSC)

BCSC电池也是澳大利亚新南威尔士大学光伏器件实验室最先研制成功的,其结构如图2.2-79所示。在硅片表面采用激光刻划、机械刻划或化学腐蚀等方法刻划出沟槽。激光刻划出沟槽宽为20 μ m左右,然后在沟槽上化学电镀、镀铜后

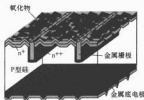


图 2.2-79 埋栅太阳能电池结构

再浸银,形成电极,电极只占电池表面积2%~4%,显著地减小电极遮光率,提高短路电流密度;电极与沟槽接触部位采用重掺杂,降低接触电阻功耗,提高电池的开路电压;表面的其他部分采用液相扩散,分别形成pn⁺和pn⁺结,这既防止形成死层,又加大对周围光生载流子的收集,改善光谱短波响应;绒面、正面减反射膜和背面反射层相结合,极大地降低了表面反射率,增加了光吸收。

这种电池的实验室效率达到21%,批量生产效率为17%。在我国,采用这种结构所制成的电池,实验室效率达到19.55%。

9.3 叉指式背接触电极太阳能电池(IBC)

电池采用n型硅片做衬底,载流子的寿命在1ms以上;正面用液相扩散,形成前表面场,改善短波响应,避免出现死层;正面背面都采用了热氧化钝化,减少表面复合和改善长波响应,电池的正面采用绒面结构和减反射膜,提高开路电压;pn结靠近背面,正负接触电极呈叉指状,全部设置在电池背面,前表面对光没有任何遮挡。电极和硅片是采用定点接触,减小接触面积,减少电极表面复合,提高了开路电压,其结构如图2.2-80所示。

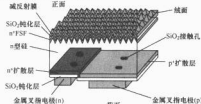


图 2.2-80 叉指式背接触电极太阳能电池

这种电池的硅片厚度可在160~280 μ m,电阻率可在2~10 $\Omega\cdot$ cm的较宽范围内选取,但载流子寿命必须要达到1ms以上,因此只能选用Fz硅和n型Cz硅等单晶硅材料。现在已在低价格n型PV-Fz硅片上制得这种背面点接触的太阳能电池,其效率已达到21.5%。

9.4 双面太阳能电池

双面太阳能电池用单晶硅作衬底,电池两面均有SiO₂减反射薄膜,同时起到钝化硅表面悬挂键的作用,正面、背面均采用玻璃封装。由于pn结到背面距离远,光生载流子容易被复合,电池背面的转换效率比正面低。正面和背面的转换效率分别是15%和10.5%。

9.5 高效低阻硅太阳能电池(RESC)

这种电池用电阻率为0.2 $\Omega\cdot$ cm和0.3 $\Omega\cdot$ cm的p型区熔制成。在电池的发射区表面制备一层钝化层,减少了表面态密度,降低了表面复合速度;pn结结深约为0.7 μ m,

电池的短路电流密度为 $39.2\text{mA}/\text{cm}^2$ ，开路电压 670mV 和填充因子 82.1% ，效率可达 21.6% 。

9.6 背表面反射层 (BSR) 太阳电池

在电池的背面制作接触电极之前，先用真空蒸镀一层高反射率的铝膜，形成背反射层，反射透过电池基体到达背表面的光，增加电池对人射光，特别是对大于 1150nm 波长的红外光的吸收。电池的厚度越薄，背反射层的作用越明显。

9.7 黑硅太阳电池

实验研究表明，在一定的气体环境下利用特定能流密度的飞秒激光脉冲，轰击半导体硅材料表面可以产生特殊的微、纳米结构，大幅度增加硅表面的导光和陷光作用，使其

完全“黑化”^①，通常被称之为“黑硅”。现在正在研究使用超短脉冲激光制备具有密集排列的针状微纳结构的硅表面，使其获得优异的广角宽谱减反射性能；通过等离子体刻蚀、纳米压印等加工技术研发高效太阳电池，以期将电池效率提高到 $50\%\sim 60\%$ 。

10 晶体硅太阳能电池的发展趋势

从目前的发展趋势看，大面积、薄硅片和多结结构是硅太阳能电池的发展方向。使用薄硅片制作电池时，由于 pn 结比较接近于背面，光生载流子复合速率很大，因此采用钝化和背面场技术非常重要。已有实验表明，用 $40\mu\text{m}$ 厚的硅片可以制出效率达到 20% 的电池。同时制造大面积的薄片电池，现有的制造工艺也必须做大幅度的改进。

www.plcworld.cn

① T. Her, R. Finlay, C. Wu, et al. Appl. Phys. Lett. 73, 1673-1675 (1988).

第3章 薄膜太阳电池

薄膜太阳电池是继晶硅太阳电池诞生并逐步得到应用以后,人们从光伏科学和技术上追求光伏发电大幅度降低成本的最主要途径之一。薄膜太阳电池包括硅基薄膜太阳电池、化合物半导体薄膜太阳电池等。硅基薄膜太阳电池包括非晶硅薄膜太阳电池和多晶硅薄膜太阳电池。其中从非晶硅薄膜太阳电池中又派生出非晶硅叠层电池、微晶硅薄膜太阳电池、非晶硅/微晶硅叠层电池等。化合物半导体薄膜太阳电池主要包括 CdTe 电池、硒铜铟电池和砷化镓电池等。本章将介绍除砷化镓电池以外的各种薄膜太阳电池,而砷化镓薄膜太阳电池将在空间电池部分介绍。

1 多晶硅薄膜太阳电池

1.1 概述

在讨论薄膜硅电池时首先要从概念上弄清楚硅电池厚度与电池性能的关系。硅是间接带隙半导体材料,理论上吸收可用阳光所要求的硅片厚度应当大于 $(\alpha_{\text{bandedge}})^{-1}$, 其中 α_{bandedge} 为与带隙对应的波长 (λ) 光的吸收系数。根据这个简单规则,按照单程光的吸收,根据带隙对应的波长 ($\lambda = 1.05 \mu\text{m}$), 可得到 $a^{-1} = 700 \mu\text{m}$, 即充分吸收太阳光所需硅片厚度大于或等于 $700 \mu\text{m}$ 。这样厚的硅片对于商业化生产不但成本非常高,而且商用硅片少子扩散长度 (MCDL) 很难达到这样大,光生载流子收集效率也非常低。通过硅电池采用各种工艺措施 (特别是陷光技术), 可使吸收显著强化,从而使硅片厚度显著降低。

图 2.3-1 说明硅片厚度与吸收的关系, 即有最佳减反射涂层 (AR) 的硅电池厚度与其最大可得电流密度 (MACD) (AM1.5 光谱) 的关系。图中曲线的假定条件是: 每个光子只产生一个电子-空穴对, 收集效率为 1 (假定表面复合速度为零、无任何其他电子损失机制)。光电流随硅片厚度增加而增加, 并在 $700 \mu\text{m}$ 时达到最大值。 $300 \mu\text{m}$ 厚的电流密度与饱和值之差在 5% 以内, 说明 $300 \mu\text{m}$ 厚的硅片不会造成太阳电池效率重大损失。较薄的硅片不但节省材料, 而且体少子复合随厚度减小, 电池应有更好的性能。因此硅片质量一定时降低厚度可提高电池的开路电压 (V_{oc}) 和填充因子 (FF)。

但随着电池厚度的降低, 表面复合在总复合中的比例会增加, 对开路电压产生严重负面影响。图 2.3-2 表示在 $S =$

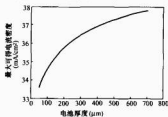


图 2.3-1 理想减反射涂层的硅太阳电池最大可得电流密度 (MACD) 与电池厚度的关系 (采用 PV Optics, 假定入射光谱为 AM1.5)

100 cm/s 和 $S = 1000 \text{ cm/s}$ 两种表面复合速度下太阳电池的开路电压 (V_{oc}) 与厚度的关系。图 2.3-2 中电池前表面进行了结构化, 使前表面的复合速度 S_1 和 S_2 相等。可以看出, 虽然降低厚度可使 V_{oc} 增加, 但若表面复合没有降低, 会引起严重的负面影响。因此只有当器件产生少子不会因界面复合而损失时降低硅片厚度的优点才能显现出来 [界面复合可通过电反射器 (如高低场) 和光反射器把少子从界面反射回去]。因此只有当表面复合速度得到相应降低时, 越薄的电池, 其开路电压和填充因子才会越高。但电池减薄会使光电流减小, 克服的办法是通过优良的光学设计补偿因厚度降低产生的光学损失。

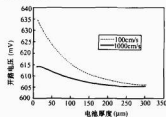


图 2.3-2 不同复合速度的硅太阳电池开路电压 V_{oc} 与厚度的关系 (PCID)

薄膜硅电池的低成本是在保证足够高效率的基础上使用硅材料少和低成本工艺实现的。光伏工业计划在 10 年内将硅片厚度从约 $350 \mu\text{m}$ 逐渐降低到 $100 \mu\text{m}$ 以下。上面的讨论为大幅度降低电池厚度提供了依据, 包括厚度小于 $10 \mu\text{m}$ 的新一代硅薄膜电池。

薄膜 Si 电池具有因降低体复合而使器件有更低暗电流、更高 V_{oc} 和更高 FF 的优点: ①与厚电池相比, 同一材料的薄电池具有较高的器件性能。同样, 在性能相同情况下 TF-Si 太阳电池对材料质量要求比厚电池较低; ②具有低成本电池/组件的潜力; ③具有质量轻的优点; ④制造器件的能耗较低; ⑤可制作成柔性电池。薄膜 Si 太阳电池的这些优点使它们成为未来极具吸引力的电池。

尽管如此, 薄膜 Si 太阳电池在器件设计和制造方面还存在着许多挑战, 包括补偿厚度降低的高效陷光技术, 低成本衬底等。通常的低成本材料与 Si 薄膜生长和处理的高温工艺不相容, 高温会引起衬底杂质向薄膜扩散、衬底软化、热失配、界面电子性能劣化等, 从而导致高的表面复合。

本节介绍与高效薄膜 Si 太阳电池相关的新技术和新工艺以及突出研究成果, 并介绍器件的分析、设计和制造方法。

1.2 多晶硅薄膜电池发展概况

多晶硅薄膜太阳电池的许多基本概念几十年前就提出来了, 其中之一就是要求采用强化光学吸收措施。1975 年就提出, 陷光措施可强化光学吸收, 提高电池效率, 从而使电池要求的厚度降低到几微米。通过近似计算表明, 厚度 $10 \mu\text{m}$ 、晶粒 $1 \mu\text{m}$ 的多晶硅薄膜电池效率可以达到 10%。计

算中假定复合仅来自多晶硅薄膜和电池的晶界。根据热力学分析,粗糙表面和不对称电池结构能有效地强化电池中的光学吸收。表面结构化被引入到电池中以降低表面反射,也使光在硅片中传播的路径增加。结构化腐蚀已成为实验室和工业硅太阳能电池的标准工艺。图 2.3-3 所示为不同结构化结构的计算短路电流密度(J_{sc})与厚度的关系。结构化结构包括标准化学结构化、金字塔、倒金字塔以及垂直条状结构化,如图 2.3-4 所示。目前只在高质量硅片上和高反射背接触的实验室电池上才实现了陷光技术的优点。虽然商业电池也使用了结构化工艺,但很大程度上仅降低了表面反射率,而没有发挥陷光应有的强化效果,因为典型商业电池使用 Al-金被接触时产生出粗糙界面,其反射率非常低,大部分光透射到金属上被吸收,造成光学损失。

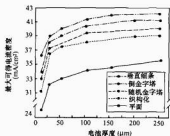


图 2.3-3 Si 太阳能电池的 MACD (计算值)
与结构化形状的关系

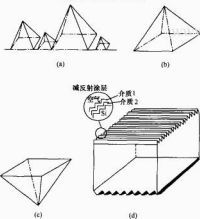


图 2.3-4 各种表面结构化结构示意图
(a) 化学腐蚀随机金字塔；(b) 均匀结构化金字塔；
(c) 倒金字塔；(d) 垂直线条

单晶硅在 KOH 或者 NaOH 溶液中通过各向异性化学腐蚀能够成功地制作出表面结构化。由于 (111) 晶面和 (100) 晶面的腐蚀速度不同,从而在 (100) 硅片上产生出金字塔状结构化,获得良好结构化的化学溶液中含有硅酸盐成分,过程比较缓慢,但结构化腐蚀可与去除切片损伤层结合在一起,降低工艺成本。最近开发出其他一些结构化工艺,如反应性离子刻蚀,机械刻槽,酸腐蚀等,但这些工艺的结构化太深,对薄膜太阳能电池不适用。

适宜薄膜 Si 的结构化方法实质上是利用多晶材料形成薄膜时的本征结构化特性,如 α -Si 薄膜太阳能电池中的透明导电氧化物。气相沉积多晶硅薄膜以及在熔点附近生长的多晶

硅膜,也会自然地产生表面结构化。在气相生长中,晶界处能量较高,有利于晶界处 Si 原子向主晶粒内迁移,导致晶界附近材料损失(晶界附近 Si 膜厚度减小)。

熔点附近生长硅膜时(如带 Si),晶内和晶界之间的固化温度存在差异。由于液体 Si 的表面张力很高,在自由表面上有球化倾向,引起晶界处产生沟槽。在金属诱导晶化的 Si 薄膜中也能观察到这种结构化现象。这种结构是伴随着薄膜生长自然形成的,不必另外特别施加强化层。结构化与薄膜生长或沉积工艺有关,因此结构化形状和深度随晶粒大小的变化关系很重要。

结构化的缺点之一是它极大地增加了表面积,因而使暗电流增加,从而使 V_{oc} 降低。当太阳光谱一定时,由于陷光作用的强化,太阳能电池越薄,界面附近的光生载流子密度越高。图 2.3-5 (a) 和图 2.3-5 (b) 对 300 μ m 硅片和 10 μ m Si 薄膜吸收的光子流分布进行了比较,电池有 Al 背反射器和结构化的前后表面。厚电池和薄电池的结构化高度分别为 3 μ m 和 0.6 μ m。可以看出,薄电池界面上吸收的光子流密度约为厚电池的 3 倍,这意味着薄电池界面上产生的载流子是厚电池界面上的 3 倍。因此,对于相同的表面复合速度,薄电池的载流子复合是厚电池的 3 倍。因而,在高效薄膜硅电池设计中,把对表面复合影响的所有因素降到最小十分必要。影响表面复合的因素还包括 Si-金属界面(Si-M)和边界漏电流。通过适当栅线设计可以降低 Si-M 接触面(前后表面)复合,如点接触电池和埋入接触电池。这种设计还能降低入射光阴影损失(背接触例外)。降低 Si-M 界面上载流子损失的另一种方法是在金属下面制作高低场(如 n^+ /n 或者 p^+ /p),构成的少子反射器。用沉积方法制备薄膜硅电池时,可以通过调整掺杂剂浓度实现背接触。降低非金属化区表面复合可通过氧化使表面钝化。这种钝化可使表面复合速度降低到大约 100 cm/s,这个值是实现高效薄膜硅电池的基本要求。

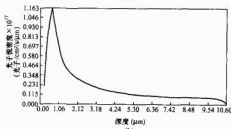
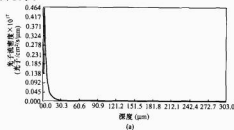


图 2.3-5 硅片和薄膜中吸收光子流(计算值)
(a) 300 μ m 硅片；(b) 10 μ m 硅片

体硅电池的钝化方法因钝化温度太高(>1000 $^{\circ}$ C)不能直接应用到普通低成本衬底(如玻璃)的薄膜硅电池中。但可采用较低温度的快速热处理(RTP)工艺钝化,该过程的低温氧化物具有良好的钝化性能。

另一个有效表面钝化方法是低温 PECVD (等离子强化 CVD) 沉积氮化硅。SiN (或者含氮氧化物) 能在 p 型 Si 界面上产生正电荷, 从而产生优异的钝化性能。

许多研究者证明, 表面钝化与陷光技术有效结合能够制备出高效薄膜电池。表 2.3-1 给出了三种不同厚度电池的特性比较。一种是典型的有陷光和表面钝化的高效厚电池, 其他两种是不同工艺的薄电池。图 2.3-6 表示这些电池的器件结构。

表 2.3-1 三种薄膜电池的参数与厚电池比较

结构	厚度 (μm)	V_{oc} (mV)	J_{sc} (mA/cm 2)	填充因子 (%)	效率 (%)
n $^+$ pp $^+$	44	643	35.3	75.8	17.2
PERL	47	698	37.9	81.1	21.5
PERL	400	702	41.2	81.2	23.5

图 2.3-6 表 2.3-1 中电池的试验电池结构

第一个电池厚 44 μm , 有 n $^+$ pp $^+$ 结构, 表面未经很好钝化, 但有良好的陷光设计。第二个为 PERL 电池, 厚 47 μm , 材料为单晶区 (FZ) 硅。硅片采用化学减薄, 在氧化过程中采用 NF $_3$ 减小硅片因氧化物应力引起的翘曲。第三种也是 PERL 电池, 厚 400 μm , FZ 单晶硅, 结构与 47 μm 的器件相同。它们都有很好的钝化和陷光设计, 并采用了倒金字塔和 PERL 工艺。厚 44 μm 的 n $^+$ pp $^+$ 电池性能低于其他两种电池, 主要是因为没有进行适当钝化。表 2.3-1 的结果清楚地说明了薄硅电池的潜力。表 2.3-1 中有陷光设计的 47 μm 电池的 J_{sc} 只比 400 μm 电池的 J_{sc} 低 3.3mA/cm 2 。比较两个 PERL 电池, 电池厚度降低近 10 倍, 而效率仅降低 10% (23.5% 对 21.5%)。有趣的是, 这些电池的 J_{sc} 都非常接近理论值, 说明陷光和载流子收集都非常有效。从图 2.3-8 可以看到, 倒金字塔结构化的 44 μm 和 47 μm 厚的电池所产生的 J_{sc} 分别为 38mA/cm 2 和 39mA/cm 2 。当电池厚度超过 250 μm 时, J_{sc} 的饱和值为 42mA/cm 2 。在晶硅薄膜上采用区熔再结晶 (ZMR) 技术可能制备出另一种高效薄电池。图 2.3-7 说明 ZMR 电池的结构和工艺过程。为了把衬底的影响降到最小, 用单晶硅片作为支撑衬底。在晶 Si 衬底上沉积一层 SiO $_2$ 作为杂质扩散阻挡层, 然后用 CVD 技术沉积 60 μm 厚的多晶硅层。接着在真空中用条状碳加热器 (位于样品上方) 将样品加热到约 1200 $^{\circ}\text{C}$ 使多晶硅层再结

图 2.3-7 ZMR 技术制备的太阳电池结构及电池制备工艺过程, 电池的多晶硅活性层厚度 60 μm

晶。再结晶速度为 0.2mm/s, 晶粒由毫米级长到厘米级, 得到 (100) 择优晶向的表面。10 \times 10cm 2 的电池效率大于 14% (V_{oc} = 608mV, J_{sc} = 30mA/cm 2 , FF = 78.1%), 2 \times 2cm 2 面积的电池效率大于 16% (V_{oc} = 608mV, J_{sc} = 35.1mA/cm 2 , FF = 77.1%)。ZMR 技术的这些结果对硅薄膜电池具有重要参考价值。

有效载流子产生: 薄硅电池的固有缺点是对太阳光谱主要区域吸收较弱, 增加表面粗糙度或织构化的陷光作用可以强化吸收。大多数情况下, 通过硅膜及其支撑衬底的背面折射率变化达到背反射目的, 与 a-Si 薄膜电池使用的方法类似。

有效载流子收集: 虽然薄膜硅电池对材料质量要求不像体晶硅电池那样高, 但少于扩散长度仍必须大于膜厚。采用类似 a-Si 太阳电池中的 pin 结构或者多结结构可以超越这个限制。

机械支撑: 小于 10 μm 厚的薄膜电池需要支撑衬底。支撑薄膜电池有两种典型方法: ①—是在与工艺相容的临时衬底上制备电池, 然后再转移到永久衬底上, 电池可采用常规工艺制造, 永久衬底可采用廉价材料, 临时衬底可使用硅片; ②—在永久性衬底上沉积硅薄膜并制作太阳能电池, 为了使用常规工艺, 这种衬底必须能经受高温过程。一些实验室已经开发出与 Si 匹配的高温玻璃。另外也必须开发与低成本衬底相容的新工艺和新技术。目前薄膜硅太阳能电池的技术多种多样, 通常以硅膜生长工艺分类。单晶硅膜和多晶硅膜的生长温度一般大于 800 $^{\circ}\text{C}$, 可沉积硅衬底上或者采用外延生长, 或采用剥离转移法。在低成本衬底上沉积微晶膜 (μ -晶) 温度一般小于 600 $^{\circ}\text{C}$ 。目前薄膜硅太阳能电池可按照工艺温度和衬底进行分类。衬底有单晶硅片 (如剥离转移法)、多晶硅片和非晶硅衬底。表 2.3-2 总结了不同衬底和工艺的实验室电池效率。

表 2.3-2

各种薄膜 Si 太阳能电池技术总结

技术	机构	温度 ($^{\circ}\text{C}$)	衬底	工艺	效率	备注
ZMR	Mitsubishi Electric Co.	>1300	SiO $_2$ /MG-Si	LPCVD 50~60 μm 活性层, 碱性溶液腐蚀, P 扩散, 离子注入 H 钝化, DARC, 背面腐蚀作后电极	4.2%, 100cm 2 , (1993), 16.4%, 4cm 2	再结晶速度 1mm/s
	FhG-ISE	>1300	穿孔 SiO $_2$ /Si	无晶种, 无织构化, 无缺陷钝化, 插指栅线, 热 CVD 工艺, 30 μm	6.1%, 4cm 2 (1996)	9.3%, 大面积再结晶 (LAR)
		>1300	石墨	插指栅线, 反应性离子溅射	11.0%, 4cm 2 , (1997)	9.3% 在陶瓷上

续表

技术	机构	温度 (°C)	衬底	工艺	效率	备注
SPC	Sanyo Electric Co.	600	金属	PECVD p-型 a-Si + H(SiH ₄), ITO 溅射, 蒸发 Ag 栅线接触	9.2%, 1cm ² , (1994)	10μm a-Si, 10~600min 退火
LPE	Astropower Inc.	1000	石墨布	气相 P 扩散, PECVD H 钝化, 光刻接触, DARC	13.4%, 1cm ² , (1994)	Si 直接沉积在衬底上, 活性层为 80μm
			n/r	POCl ₃ , Al 吸杂, H 钝化, PECVD SiO ₂ 为 ARC	14.6%, 1cm ² , (1996)	薄膜厚度未知
			n/r	n/r	16.6%, 1cm ² , (1997)	超薄型 Si 电池在外层衬底上记录, 无真空工艺
CVD	Univ. de Neuchâtel	200	结构化 TCO/玻璃	3.6μm, 在 100MHz 的 PECVD(SiH ₄) 制备 μc-Si, PH ₃ 和 B ₂ H ₆ 掺杂, ZnO/Ag 背接触	8.5%, 1cm ² , (1999), 13.1% a-Si + H/μc-Si 0.7% (1999)	沉积速率小于 2A/s, 不稳定, 稳定(其他衬底)
	IMEC	>1000	p+Si/LSO	热 CVD 制备 20μm 薄膜 DARC, 无结构化, SiN 钝化, 蒸发电极	13.7%, 4cm ² (1997)	无 H 钝化, 11.6%, 在 SSP 上, 7.6% 在 RGS 上, 10.3%, 在 EFG 上, 13.2%
	FhG-ISE	>1000	Si 片 (SSP)	首次 ISF, 热 CVD 制备 30μm Si 膜, 无结构化, 无 H 钝化, SiN 涂层	8.0%, 4cm ² (1997)	沉积速率大于 10μm/min, 在 SiLSO 上, 11.1%, 在 FZ (铜金字母, 局部发射区, 热氧化) 上, 17.4%
	Ecole Polytechnique	150	结构化 TCO/玻璃	标准微晶非晶 p-i-n 结, i-层厚 0.4~0.8μm	9.30%, 0.1cm ²	混合相 a-Si + H/μc-Si
	Canon Co	200~400	n/r	标准 p-i-n 结构, Ag/ZnO 背电极, i-层 > 大于 1μm, VHF-PECVD	7.4%, 0.25cm ² , (1999) 11.5% a-Si + H/μc-Si	稳定效率
Excimer laser crystal lization	Kaneka Co.	<550	玻璃	激光光晶化 PECVD100-nm a-Si (B ₂ H ₆ /SiH ₄), 直接 n-型和 p-型 μc-Si 和 6μm 本征层 μc-Si (PECVD), ITO 前接触和 Ag 栅线	10.1% 0.25cm ² (1997) 12.8% a-Si + H/μc-Si (1997)	预期效率大于 14%
RTCVD	北京太阳能所	>1000	非活性 Si	标准 pn 结, 活性层 37μm, 2μm p ⁺ 缓冲层, 1500Å SiO ₂ 钝化膜, Ti/TiO ₂ /Ag 电极, MgF ₂ /ZnS 减反膜	15.12%, 面积 1.05cm ² (2003)	稳定

注: n/r 表示未报道 (专利原因); ISF: 背表面场; LPCVD: 低压 CVD; RTCVD: 快速热 CVD; TCO: 透明导电氧化物; RGS: 在衬底上生长带结; EFG: 等离子体生长; ARC: 减反射涂层; DARC: 双层 ARC; SPC: 固态晶化。

1.2.1 单晶硅衬底上的薄膜硅电池

硅薄膜电池以单晶硅为衬底的动机有两个: 一是以劣质单晶硅为衬底降低成本, 二是衬底可以多次使用以求降低成本。我国北京太阳能研究所用重掺杂非活性 p-型单晶硅 ($\rho \sim 10^{-3} \Omega \cdot \text{cm}$) 为衬底, 采用快速热化学气相沉积 (RTCVD) 工艺制备了多晶硅薄膜, 通过工艺优化, 得到了 37μm 厚的多晶硅薄膜, 并同时沉积 2μm 的 p⁺ 层既作为背场也作为与衬底的缓冲层。通过磷扩散制备 pn 结, 使方块电阻在 80~200Ω 之间。采用热氧化制备 1500Å 的 SiO₂ 钝化膜, 通过热蒸发 Ti/Pd/Ag 和光刻剥离及电镀 Ag 制备前电极。电池经过形成气 (forming gas) 处理后沉积 MgF₂/ZnS 作为减反膜。电池效率的最好结果为 15.12% ($V_{oc}=637.1\text{mV}$, $I_{sc}=31.97\text{mA}$, $FF=0.78$, $AM1.5G$, 24.5°C, 电池面积 1.05cm²)。电池结构和 F-V 特性如图 2.3-8(a) 和 (b) 所示。对

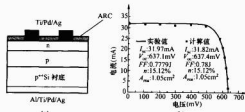


图 2.3-8 非活性硅衬底上的多晶硅薄膜电池

(a) 电池结构; (b) 电池的 F-V 曲线

该电池进行了 PCID 模拟计算, 在计算中使用了少子扩散长度为 45μm 和 $2 \times 10^4 \sim 1 \times 10^5 \text{ cm}^2/\text{s}$ 的高表面复合率, 实验和计算的一致性说明了电池效率还有很大的改进余地。

多次使用的单晶硅衬底要求硅薄膜与衬底进行分离, 目前有三种方法。一是在单晶硅衬底上生成多孔硅层, 通过外延在多孔硅层上生长薄膜, 接着通过化学腐蚀多孔硅界面层使薄膜与衬底的分离, 如图 2.3-9 所示。这种电池的最高效率达到 12.5% ($V_{oc}=623\text{mV}$, $J_{sc}=25.5\text{mA}/\text{cm}^2$, $FF=79\%$, $A=4\text{cm}^2$)。第二种方法是用氢注入硅片, 在表面下层产生一缺陷界面, 然后与表面层分离。这种方法在微电子技术中成功地用于分离薄 Si 层 (小于 1μm), 氢原子注入在 10μm 厚硅层所要求的注入能量非常高。这种方法已在

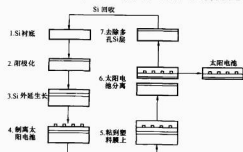


图 2.3-9 用多孔硅作分离层的各种工艺

GaAs 和 Si 涂层多结太阳能电池得到应用。

第三种称为外延提升 (epilift) 法, 即通过沿 (110) 方向开口的掩膜完成刻蚀, 然后在刻蚀的单晶硅片上沉积外延层。掩膜层按网栅曝光, 线宽 2~20 μm , 间隔 50~100 μm , 生长方向为 (111) 方向, 有金刚石模截面的薄层构成减反射结构。图 2.3-10 是电池结构示意图。虽然这种方法还有商业前景, 但至今未见有此类电池的报道。

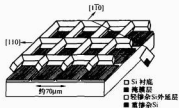


图 2.3-10 外延提升 (epilift) 工艺示意
(掩膜层为 Si_3N_4 , LPE 工艺生长的外延层典型厚度为 20 μm)

1.2.2.2 多晶硅衬底的薄膜硅电池

以多晶硅 (mc-Si) 为衬底的薄膜硅电池可以采用外延工艺沉积硅膜。衬底一般为低成本、大晶粒、铸造的多晶硅片 (如冶金级硅料), 外延生长层中杂质含量和晶相缺陷低, 硅膜质量较高, 其缺点是衬底的杂质会污染薄膜以及晶粒生长速率不一致等。一方面, 衬底和薄膜在背面形成了同质 Si-Si 界面, 界面上折射率无变化, 不能形成背反射, 因此难于进行高效陷光设计。

由廉价硅粉制备的带硅 (Silicon Sheet from Powder-SSP) 有可能成为一种低成本耐高温多晶硅表面衬底。中科院广州能源所和德国 Fraunhofer 研究所合作曾研制这种带硅材料。以这种带硅为衬底进行了多晶硅薄膜和电池制备和研究。电池的制备工艺为: P^{++} SSP 衬底经过清洗后, 采用 RTCVD 工艺制备 p 型活性层多晶硅薄膜, 然后相继进行扩散制结 N、化学腐蚀去背结、制备上下电极、PECVD 制备 SiN_x 减反射膜钝化。制备的最好电池转换效率为 8.25% ($V_{oc}=506.8\text{mV}$, 短路电流密度 $J_{sc}=26.69\text{mA}/\text{cm}^2$, AM1.5, 24 $^\circ\text{C}$, Area= cm^2)。

1.2.3 非硅基衬底薄膜硅电池

1.2.3.1 模拟陶瓷衬底 (SiO_2 覆盖单晶硅衬底)

在 SiO_2 层 (通过热氧化) 覆盖的在 p^{++} 的非活性硅衬底上采用 RTCVD 和 ZMR (区域在结晶) 技术进行了多晶硅薄膜沉积和电池的制备和研究。首先在上述衬底上采用 RTCVD 技术沉积 7 μm 的晶种层, 然后采用 ZMR 技术对晶种层进行再结晶处理, 接着用 RTCVD 技术沉积 20 μm 的活性多晶硅层。通过离子扩散制备 p-n 结和热氧化制备 1040 \AA 的 SiO_2 减反射层。前后电极制备与上述相同。电池的最好效率为 10.21% (面积 1.07 cm^2 , AM1.5, 24.5 $^\circ\text{C}$), 如图 2.3-11 所示。

1.2.3.2 玻璃衬底

能否得到低成本支撑衬底是薄膜硅电池降低成本的关键。

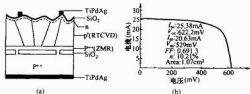


图 2.3-11 在模拟陶瓷衬底上的多晶硅薄膜电池
(a) 电池结构; (b) 薄膜电池的 J-V 特性

键。最近使用玻璃衬底和较低温度成功地沉积出 $\mu\text{c-Si}$ 薄膜为薄膜硅电池开辟了一条有价值的途径, 但在器件设计和制作工艺方面还面临着许多挑战。器件设计的主要问题是如何选择高效陷光技术。理论计算表明, 只要有高效陷光设计, 10 μm 厚的薄膜器件的光电流密度就能达到 35 mA/cm^2 。器件设计的另一个问题是如何提高载流子收集效率, 包括结、电极几何形状、电子和光学反射器设计等, 同时又都必须满足电池的低成本要求。在硅基薄膜电池中最近出现了 $\mu\text{c-Si}$ 薄膜电池新领域, 日本 Kaneka 小组开发出的表面结构化和背反射器强化吸收 (STAR) 电池是此种电池的代表, 如图 2.3-12 所示。工艺程序如下: 首先在有背反射层的玻璃衬底上采用 PECVD 工艺沉积 n 型 $\mu\text{c-Si}$ 薄膜, 接着在小于 550 $^\circ\text{C}$ 的衬底温度下沉积 i 型多晶硅薄膜 (典型厚度为 2~4 μm), 该层不进行掺杂, 稍呈 p 型, 其载流子浓度约为 $10^{15} \sim 10^{16}/\text{cm}^3$; 之后接着沉积 p 型硅膜、ITO 层和 Ag 栅线电极。

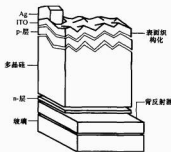


图 2.3-12 STAR 电池的结构示意
($\mu\text{c-Si}$ 层典型厚度为 2~3 μm)

部分 STAR 电池的性能如表 2.3-3 所示。此后不久获得了 10.4% 的效率。初步计算表明, 优化晶粒尺寸和电池设计, 电池效率可达 16%~18%。

表 2.3-3 STAR 电池的 J-V 特性参数测量值

电池厚度 (μm)	J_{sc} (mA/cm^2)	V_{oc} (mV)	FF (%)	总面积效率 (%)	活性面积效率 (%)
1.5	22.9	526	77.2	9.3	—
2.5	24.39	510	75.5	9.4	9.6
3.5	26.12	480	74.8	9.4	9.8

这种电池为 nip 结, 其中 i 层 (本征层) 中的漂移场能够极大地增加有效少子寿命, 因此非常重要。然而 i 层内存在的晶界容易产生漏电效应, 对 V_{oc} 和 FF 不利。有趣的是, 虽然 J_{sc} 随厚度增加, 但 STAR 电池的 V_{oc} 值随厚度减少, 这个行为可以用图 2.3-1 和图 2.3-2 解释。使用由 a-Si 和 $\mu\text{c-Si}$ 组成的复合薄膜材料可能是获得高 V_{oc} 的新方法。这种复合薄膜的物理性质可能是两种组分的折中, 因此 i 区中富含 a-Si 可能产生较高的 V_{oc} , 而富含 $\mu\text{c-Si}$ 可能产生较高的 J_{sc} 。这种性质的实验证据是, 光伏研究所的研究人员使用 a-Si : $\mu\text{c-Si}$ = 4 : 6 的两相材料已制造出 V_{oc} = 600mV 和效率 10.2% 的薄膜 Si 太阳能电池。美国国家实验室 (NREL) 最近提出了一种新的结构, 把电池设计中的几个工艺过程的优点集成在一起, 克服了很多衬底问题。图 2.3-13 是电池的示意图, 电池由约 8 μm 厚 p 型硅膜组成, 沉积在键金属的玻璃衬底上。用常规方法制备 n 型结, 接着制备 AR 涂层和金属化前接触。如图所示, 在电池的前表面和背面 Si-金属界面上都进行了结构化处理。该电池的特点是: ①硅薄膜厚

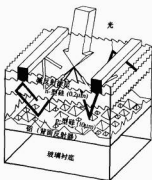


图 2.3-13 NREL 提出的薄层电池示意

度约 $10\mu\text{m}$ ，晶粒尺寸范围为 $10\sim 50\mu\text{m}$ ；②前面有减反射涂层、双面结构化，结构化高度约 $1\mu\text{m}$ ；③衬底为玻璃，玻璃与硅层之间用金属层隔离。背面的 Si-金属界面有几个功能：起光学背反射电极、吸杂媒介、释放玻璃/Si 之间热应力等作用。结构化界面和背反射电极很多电池设计中得到应用。金属反射背电极或导电氧化物背电极可能由于光学吸收而导致较大损失。但这个损失随薄膜厚度增加而减小。薄电池的主要研究任务是，在器件具有良好载流子产生和收集特性前提下，降低复合损失以提高开路电压 V_{oc} 和填充因子 FF 。

由于小晶粒及晶界上载流子复合使 $\mu\text{c-Si}$ 电池中的载流子收集成为一个特别困难的问题。新南威尔士大学 (UNSW) 提出了一个多结电池方法可以克服这个问题，此法通过近空间收集结降低材料质量（即少子扩散长度短）的影响。虽然电池材料还不十分清楚，但其半导体薄膜层是由掺杂多晶硅构成的。该薄膜由晶粒小于 $1\mu\text{m}$ 的多晶硅、氢化晶界以及大量非晶组织构成。背面的 Si-金属界面使用了使用这种方法获得了 7.2% 效率的电池。器件的详细结构和工艺虽然尚未披露，但相信硅薄膜的沉积是采用 PECVD 技术。瑞士 Neuchâtel 研究组报道采用等离子助沉积技术薄膜材料，其太阳能电池效率达到 12%。

1.3 薄膜硅太阳能电池设计概念

迄今为止，薄膜硅太阳能电池的制造基本上是沿着光学和电子学经验的设计路线进行的。光学设计旨在达到高度陷光，使薄膜吸收层的有效光学厚度可以达到与体电池几乎相同的光学厚度。众所周知，一个界面必须经过粗糙化或结构化才能产生有效的陷光效应。薄膜硅太阳能电池的电子设计，特别是使用小晶粒的薄膜时，由于具有三维不均匀性结构线的特别困难。后边我们将说明使用现已开发出的软件包所进行的基本计算。然而使用诸如有效载流子寿命、有效表面复合速度和无局部漏电等集总材料参数可以推导出定性设计。薄膜硅电池的材料质量表现在，其复合复合远小于它的厚电池。在薄硅电池中，载流子复合主要来自杂质、晶界和界面。可以采用 Al 吸杂使减少杂质影响，而大晶粒尺寸/Si 厚度之比可以减小晶界漏电影响。更加困难的是表面钝化，特别是 Si 薄膜与导电性衬底材料接触时尤为如此。遗憾的是，电池设计和工艺是密切联系的。下面给出一种具有代表性的电池结构（包含了几乎 Si 薄膜电池的所有元素），并说明其光学和电子学设计概念，重点放在物理和设计方法上。图 2.3-14 是这种电池结构示意图，它由镀金属（如 Al）的玻璃衬底及沉积其上的 p-型非晶或 $\mu\text{c-Si}$ 薄层构成。可以通过几种方法使结晶强化。

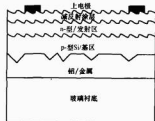


图 2.3-14 具有代表性的电池设计结构示意图

特别重要的是，使用的技术必须使衬底温度低于其软化点。经过结晶强化的薄膜作为电池基区。可以用低温 PECVD 工艺沉积 α -型 $\mu\text{c-Si}$ 层制结。低温沉积是薄膜 Si 电池和常规体 Si 太阳能电池工艺的主要差别。除了能保持衬底和后金属层的集成性外，低温工艺还可降低杂质沿晶界的扩散。在研究缺陷工程概念中使用的其他工艺也有可能在低温下形成 n/p 结。

图 2.3-14 中器件结构的重要特征是 Al 界面膜。这层 Al 膜是个多功能缓冲层：有加强晶化、背欧姆接触、杂质吸收和有效背反射陷光等作用。这种电池结构的特性如下：

- (1) 具有强化陷光作用的界面结构化。
- (2) 具有强化陷光作用的背反射器。
- (3) 使用光吸收 (IR 灯、激光、RTA 等) 进行固态晶化，获得大的晶粒/膜厚比有利于提高 V_{oc} 和 FF 。
- (4) 电池结构中采用 Al 吸杂工艺，Al 内吸杂机理能够改善沉积薄膜 Si 材料质量。

1.3.1 薄膜硅太阳能电池中的陷光技术

如前所述，硅薄膜太阳能电池要求高效陷光设计，最大限度减少反射损失及尽可能多地吸收入射阳光。真正的陷光意味着光传进电池内，电池结构就使光维持其内不再从表面传出去。陷光意味着光在平面结构中的吸收得到相对强化。陷光结构的两个必要特征是：①能够增加光在电池中的传播光程；②不对称结构使两个表面上的反射不同。太阳能电池要求是把照入光的反射损失减到最低，用减反射涂层及前表面结构化可以实现。选择适当的减反射涂层并在前表面进行结构化是太阳能电池光学设计的重要任务。在地面太阳能电池上强化陷光的唯一方法是使用粗糙表面/界面而非平面结构。使用热力学平衡条件分析陷光概念指出，具有粗糙表面的半导体平板能够使其有效光程增加到 $2n$ 倍， n 为半导体材料的折射率。器件的表面/界面形状对陷光的作用非常关键。找出具有最佳陷光作用的表面结构是太阳能电池光学设计的重要任务之一。表面反射与表面形貌有关，粗糙表面的反射为几何反射（结构化表面特征尺寸大于光波长）或为随机表面粗糙度引起的散射 [即 lambertian 反射，服从 $(\cos\theta)^2$ 分布]，此处只研究几何反射。现有许多软件可以用来计算太阳能电池中的光吸收，其中 PV 界面是最通用的一种。研究和降低金属吸收损失对薄膜电池非常重要。在很多情况下，接触可以作为光学反射器，如 α -Si 太阳能电池中的 Al 或 Ag 背反射器等。遗憾的是金属表面并非是全反射性的。在空气/金属界面上的典型反射率相当高，Al 约 90%，Ag 约 95%。然而半导体/金属界面反射率低于空气/金属界面反射率，传进金属的光被金属吸收使吸收损失增加。而且如果界面是粗糙或结构化的，则吸收损失随金属面积增加而增加。在良好的电池陷光设计中，光谱长波段光会在电池内发生多次反射，每次反射都会使部分入射在金属上的光被吸收。随着电池厚度

减小和穿透次数增加,金属损失越来越严重。图 2.3-12 说明单结薄膜太阳能电池不同结构特征对光学性能的影响。

1.3.2 光伏仿真光学软件

使用光伏光学仿真软件 PV Optics 软件可以计算多层器件的反射率、透过率、每层吸收光子的分布以及与 MACD 对应的每层 AM1.5 光谱加权积分吸收率等。该方法是通过对射在样品表面(任意表面形貌)上的光进行数值计算。这束光被分割成很多细小光束分别照射在表面的小区域,每一个细光束都在样品内传播并在样品内来回反射。光学仿真软件通过跟踪它的轨迹(包括反射、透射和吸收)进行数值计算,从而确定样品内每一个平面上吸收的净能量。过程一直进行到每一个细光束的能量降低到零为止,由此计算出器件结构内产生的净反射、净透射和净吸收。PV Optics 结合射线光学和波动光学恰当地处理了薄介质、厚介质和金属光学。在计算中 MACD 用来评价器件的半导体层吸收光子的能力,它被定义为最大可得电流密度,即半导体层中吸收的每一个光子(在 AM1.5 光谱中)都能产生一个电子/空穴对并贡献给被外回路收集的光电流。另一个参数是金属损失,用来估计半导体/金属界面上光子损失的程度。金属损失定义为:半导体/金属界面上所损失的每一个光子(在 AM1.5 光谱中)原本都能产生一个电子/空穴对并贡献给被外回路收集的净电流密度。因此越好的器件就有越高的 MACD 和越低的金属损失。应该指出,金属背反射需要精心设计,因为这种反射层能引起金属损失。金属损失与薄膜的厚度、结构化参数和金属本身有关。

图 2.3-15 表示电池光学性能的计算结果,图 2.3-16 中同时标出了不同条件下的 MACD 和金属损失。电池厚度为 $10\mu\text{m}$,背接触金属为 Al,结构化高度为 $1\mu\text{m}$ 。由图 2.3-15 可以看出,结构化可以明显提高器件的 MACD。需要强调的是,结构化的陷光作用(散射作用)比背反射更有效。另一个重要现象是,任何结构化表面(无论前面或者后面)都能显著降低反射损失。

图 2.3-16 所示为三种结构化情况下 Al 背反射器的金属损失(以 mA/cm^2 表示)与膜厚关系:①前表面抛光和后表面结构化(FPBT);②前表面结构化和后表面抛光(FTBP);③双面结构化(DT)。假定减反射涂层为 710\AA 的 Si_3N_4 和 100\AA 的 SiO_2 。可以看出,在两种薄膜厚度情况下,背接触结构的金属吸收都是最低的,而且所有损失都随硅层厚度增加而减小,因为厚度增加使到达背接触的光减少。

图 2.3-17 给出了两种电池厚度的反射率、硅的吸收率和金属损失与光波长的关系。电池结构是由前抛光和后结构化表面组成;电池厚度分别为 $5\mu\text{m}$ 和 $15\mu\text{m}$ 。从图 2.3-17 中可以看到,较厚的硅薄膜吸收率不仅因为单程光的吸收增加而增加,而且因到达背面半导体/金属界面上的光减少使金属损失降低而增加。图 2.3-15~图 2.3-17 使人们更深入地认识到,不同结构化中 J_{sc} 与吸收器厚度的依赖关系以及金属接触损失的各种控制机理。

图 2.3-18 表示三种表面结构(FTBP, FPBT 和 DT)的 Si 膜厚度与 MACD 的计算关系。结构化高度为 $1\mu\text{m}$ 。可以看出在所有情况下,薄膜厚度达到 $10\mu\text{m}$ 后 MACD 接近饱和,而且最适宜的电池结构是两个界面都进行结构化。图 2.3-18 的实点说明实验与计算非常一致。在图 2.3-1 中,产生 $J_{sc}=34\text{mA}/\text{cm}^2$ 所要求的厚度为 $80\mu\text{m}$ 。而在图 2.3-18 中,大约 $10\mu\text{m}$ 厚就可以产生相同的 J_{sc} 值,是前者厚度的 $1/8$ 。图 2.3-18 说明,FTBP 和 DT 电池中的 MACD 要比 FPBT 电池中的 MACD 高很多。可以看到,在优化光学设

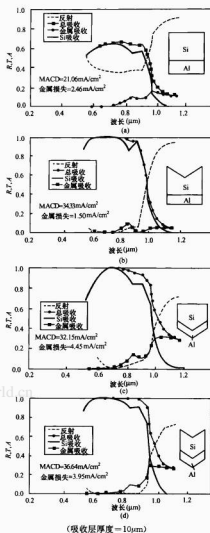


图 2.3-15 不同表面结构的单结太阳能电池的反射率(R)、透射率(T)和吸收率(A)计算值
(a) 平面; (b) FTBP; (c) FPBT; (d) DT

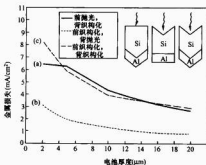


图 2.3-16 三种不同电池结构中 Al 背反射器吸收引起的金属损失与厚度的关系
(结构化高度为 $1\mu\text{m}$)

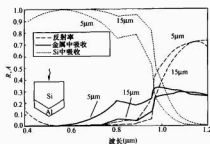


图 2.3-17 5μm 和 15μm 厚度电池的反射率、硅吸收率和金属吸收率计算值说明强化吸收机理 (电池结构为前抛光和后织构化, 织构化高度 1μm)

件条件下, 当电池超过 10~15μm 时 MACD 趋向饱和。因此, 为了获得最大收益, 薄膜太阳能电池的厚度应该在 10~20μm 之间, 它所产生 J_{sc} 与 300μm 厚的硅电池相同。

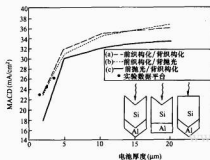


图 2.3-18 有金属反射层光结构电池的
最大光生电流计算值

现在来讨论不同的织构化形状对薄膜太阳能电池性能的影响。对于金字塔形状织构化, 金字塔深度、底部角度和金字塔密度三个参数控制着织构化结构性质。图 2.3-19 说明织构化坑深度和底角等几何参数。对当研究织构化坑穴的密度时, 织构化部分的面积与全面积之比称为面积比 (其中区域中的面积实际上是对应区的长度)。

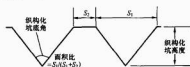


图 2.3-19 在织构化形状研究中
使用的几何和术语

1.3.2.1 织构化高度对 MACD 的影响

典型的单晶硅表面织构化是通过腐蚀形成的, 暴露出得 (111) 晶面彼此成 70.4° 角。为了研究织构化高度对光生电流的影响, 假定织构化的坑穴角度为 70.4°。对 10μm 厚吸收层的 Si 太阳能电池, 计算的 MACD 为 31mA/cm²。当底部角度维持不变和织构化高度在 0.1 和 2μm 之间时, MACD 基本与织构化高度无关。说明浅织构化坑穴对性能影响不大, 因此薄膜电池结构不必要进行深坑穴织构化, 这对薄膜电池很重要。

1.3.2.2 织构化坑穴底部角度对 MACD 的影响

单晶硅化学腐蚀织构化具有固定的角度。在硅太阳能电池中还可使用机械开槽和表面成型技术等进行织构化。沉积薄膜的织构化角度可能与晶粒尺寸有关。假定吸收层厚度 10μm, 前面织构化坑穴深度 1μm, 背面是平面, 底部角度从 60° 到 120° 变化。织构化坑穴底部角度与 MACD 关系的计算结果如图 2.3-20 表示。可以看出, 当底部角度从 60° 变化到 120° 时, MACD 大约降低 30%。实际上改变底部角度的主要影响是改变反射率。分析反射率光谱可以看出, 在波长 0.4~0.9μm 范围, 反射率随织构化角度增加 (即表面越加平滑) 而增加。在该波长范围, 反射率主要来自前表面。因而, 为了得到更好的减反射性能, 在电池设计中应该使用较尖锐的织构化。在体多晶硅太阳能电池中尖锐织构化结构可以用反应性离子刻蚀 (RIE) 制备。早期的反应性离子刻蚀 (RIE) 织构化容易导致结漏电从而使 V_{oc} 较低。现在 RIE 织构化工艺已成功地应用于商业化太阳能电池的生产。

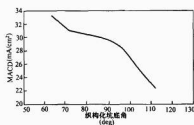


图 2.3-20 织构化坑底部角度与 MACD 的
计算关系 (Si 层厚度为 10μm)

1.3.2.3 坑穴密度的影响

在某些织构化技术中, 织构化结构不能全部覆盖表面。图 2.3-21 给出了坑穴密度对 MACD 和金属损失的影响。MACD 随织构化坑穴面积增加而增加。

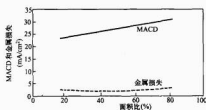


图 2.3-21 硅太阳能电池中 MACD 和金属损失与
织构化面积比的关系 (计算) (吸收层厚度 10μm)

1.3.3 电子学模型

薄膜硅太阳能电池因晶界和晶间缺陷引起的不均匀性以及陷光对光生电流的影响需要用 3D 模型进行描述。遗憾的是目前还没有这种模型, 一是难于建立准确描述电场、复合、晶界处的边界条件以及其他晶体缺陷的模型; 二是难于对缺陷和 GB 有关的参数赋值, 因为晶界参数对这些缺陷和杂质的相互作用有很强的依赖关系。因此目前仍然采用 1D 模型进行分析, 即把电池材料性质看作是均匀的。但金属化可能引入大范围不均匀性 (因为在薄膜电池中阴影的影响更显著)。另一个电子仿真软件是 AMPS, α -Si 电池设计大多使用这种模型。至今 PCID 是唯一的 1D 软件, 适用于无晶界或无晶间缺陷的均匀同质材料。多晶硅薄膜电池精确模型的

复杂性不仅因为晶界问题,而且还因为最近观察到的所谓缺陷团簇问题。实验中观察到多晶硅有晶间缺陷团簇形成某些具有特殊晶向的晶粒的现象。因此能够找到零缺陷密度晶粒与相邻的甚重缺陷晶粒(缺陷团簇)。多晶硅中缺陷团簇是由于热应力(在晶体生长或者沉积过程形成)的释放而形成的,而热应力释放又是通过晶粒自发择优取向产生位错所致。这些择优取向的晶粒在生长或者沉积条件下的应力最低,当缺陷形成团簇时,缺陷足够接近,不同缺陷的电势彼此耦合,会产生某种次级超能级,甚至会产生类能带结构。遗憾的是至今对此没有进行研究。因此硅薄膜太阳能电池的模型必须包括材料的横向不均匀性。在一级近似的多晶硅薄膜太阳能电池模型中,假定电池性能受位错密度等晶粒间随空间变化的性能所控制,而每一个晶粒自身是均匀的。在这个近似中,通过网络模型把各种晶粒互联起来,并把晶界影响放进总的串联电阻中考虑。用 NREL 的这个模型可以预测大面积太阳能电池中的非均匀性影响。在这个模型中,整个太阳能电池是由许多小电池并联而成,其中每个小电池对应一个晶粒。每个小电池的性能都由其晶粒所决定。图 2.3-22 给出了网络模型。太阳能电池被分成互联的二极管的阵列,其中每一个二极管可以足够小,使缺陷均匀分布的假定能够成立。网络矩阵中的每一个节点都代表一个局部电池,彼此通过一个电阻(代表串联电阻)连接。

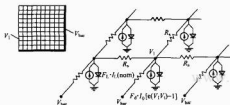


图 2.3-22 暗态和光照(用下注 L 表示)条件下电压源、电流源及包括发射区薄层电阻的串联电阻分量的太阳能电池网络模型

在 n/p 型器件中,串联电阻包括发射区的薄层电阻。太阳能电池的电流-电压曲线(I-V)是用单个电池的二极管方程合成的。每一个电池的总电流密度 J 可以写为

$$J = J_{ph} - J_{dark}(V)$$

式中: J_{ph} 和 $J_{dark}(V)$ 分别为光生电流密度和暗电流密度。每个已知缺陷密度的局部区域的暗电流都可以用下式描述

$$J_{dark} = J_{01} \{ \exp(eV/kT) - 1 \} + J_{02} \{ \exp(eV/2kT) - 1 \} + J_{03} \{ \exp(\beta V) - 1 \} \quad (2.3-1)$$

上式的前两项分别表示 p-n 结中带带和带隙中间的缺陷复合。最后一项表示重缺陷区中发生的隧道电流。隧道电流起因于载流子的穿越机制,与温度无关。 β 是一个需要与特定电压关系拟合的常数。因此,矩阵中的一个局部电池元 (i, j) 用含有 J_{01} 、 J_{02} 、 J_{03} 的电流源和相应的光诱导电流密度 $J_{ph,i,j}$ 表示。

在室温条件下,隧道电流可以忽略。我们还可以采用无缺陷器件的归一化电流来表示所有电池元的总电流,即

$$J_{01,i,j} = J_{01} \cdot A_0 \exp(eV/kT - 1)$$

$$J_{02,i,j} = J_{02} \cdot B_0 \exp(eV/2kT - 1) \quad (2.3-2)$$

式中: J_{01} 和 J_{02} 表示归一化“无缺陷”器件元的暗饱和电流密度; A_0 和 B_0 为归一化因子,即用归一化“无缺陷”电流对每一元件器件的暗电流进行归一化的比值。

采用以 Microsoft Excel 表示的有限元计算机软件对网络进行分析,即

$$V_{ij} = \frac{F_{ph,ij} \exp(-J_{01,i,j} (V_{ij}^2 / (kT) - 1) + B_{0,i,j} \exp(V_{ij} / (2kT) - 1) + (V_{ij} / (e \cdot \rho_{ij} / (cm))) / R_{ij}}{N R_{ij}} \quad (2.3-3)$$

式中: V_{ij} 为结点 i, j 的电压; $F_{ph,ij}$ 为结点上与归一化无缺陷短路电流相比的短路电流分数(小于 1); $I_{01,term}$ 、 $I_{02,term}$ 为每个结点的归一化无缺陷短路电流; A_{ij} 、 B_{ij} 为结点上暗电流的分数(大于 1); $V_{neighbors}$ 为最邻近电池的电压; N 为最邻近电池的数量; R_{ij} 为电池间的电阻。

用上面网络模型可以计算出总电池的 I-V 特性。首先来考虑一个空间均匀、无缺陷的太阳电池。电池性能与材料性能有关,如杂质浓度、少子寿命等。不同电压分量的值假定为: $J_{ph} = 35 \text{ mA/cm}^2$, $J_{01} = 3.6 \times 10^{-6} \text{ mA/cm}^2$, $J_{02} = 4.5 \times 10^{-10} \text{ mA/cm}^2$ 。因为这些电池是均匀的,这些电池网络模型中所有元器件都是相同的。图 2.3-23 表示总电池的 I-V 曲线(点画线),总电池的参数为: $V_{oc} = 650 \text{ mV}$, $J_{sc} = 34.5 \text{ mA/cm}^2$, $FF = 81\%$, 效率 $\eta = 18.4\%$ 。现在我们考虑另一个电池,材料性质相同,但有 20% 的面积为重位错区。这个电池的网络模型是由两种元器件组成:无缺陷电池和缺陷区电池。缺陷区电池的元器件参数是通过实验测量的,数值为 $J_{ph} = 24.5 \text{ mA/cm}^2$, $J_{01} = 3.6 \times 10^{-5} \text{ mA/cm}^2$, $J_{02} = 4.5 \times 10^{-8} \text{ mA/cm}^2$ 。当占总面积 20% 的低性能缺陷器件随机地分布在网络中时,其总太阳能电池的 I-V 曲线如图 2.3-23 (实线)所示。总电池参数为 $V_{oc} = 620 \text{ mV}$, $J_{sc} = 32.7 \text{ mA/cm}^2$, $FF = 75.8\%$, 效率 $\eta = 16.7\%$ 。可以看出,缺陷电池性能低于无缺陷电池性能,主要表现在 V_{oc} 和 FF 上。 V_{oc} 降低了 30 mV, J_{sc} 降低了 1.45 mA/cm^2 。根据电池方程,在缺陷电池中, V_{oc} 降低 30 mV 所引起 J_{sc} 的降低应该更大。电压降低比例过大是因为复合增加而引起的,由于缺陷的复合扩大了“漏电”效应。这种漏电表示电池内部存在着内功率耗散源。如果知道缺陷在晶粒中的分布,该网络模型可直接应用于多晶硅电池。晶界对晶粒光伏性能的影响范围与晶粒自身的若干参数有关,这些参数包括缺陷密度,势垒高度,载流子密度等。在小晶粒材料中,晶粒尺寸的影响可能与晶界“影响”处在同一数量级,因此晶粒和晶界可以用不同性质的区域来模拟。重要的是,每个区域(晶粒或晶界)都受到缺陷所制约。所有晶粒以及相邻晶粒之间的晶界都可分类进行模拟。不同晶粒(或区域)的分类要以下面总结的缺陷性质为基础。

类型 I: 该区域的缺陷密度很低,缺陷能级引入的额外电荷密度很小,可以忽略,该种区域为多子复合可以忽略的标准区。

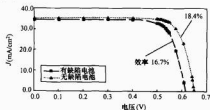


图 2.3-23 无缺陷电池和有缺陷电池的计算机 I-V 曲线(缺陷面积为 20%)

类型Ⅱ：多子复合可以忽略，但缺陷能级引入的额外电荷密度不能忽略。

类型Ⅲ：为重缺陷区，即有效“死”区，其中几乎所有载流子（多子和少子）都将复合。在模拟中，不考虑该区内载流子分布，因为该区对系统自由载流子没有贡献。该区包括晶界或者其他富缺陷区，如中扩散发射区。

类型Ⅳ：为重缺陷区，区内的多子复合占优势。该区的费米能级不同于有相同掺杂浓度的类型Ⅰ。由于缺陷能级高，这些区似乎也有额外电荷。在类型Ⅰ区，电场 $E(x, y)$ 为 0。但在类型Ⅱ或类型Ⅲ区，有额外电荷，这些电荷能产生诱导内电场，因此 $E(x, y)$ 不为 0。

四种类型区域的重要特征是：无缺陷区、缺陷区和晶界。特别是，可以采用相邻晶粒的性质正确地确定晶界。下面用这个模型的一些初步结果，如晶粒尺寸及晶界复合等，说明材料参数对电池性能的影响。该模型也可以用来研究材料参数对少子寿命和载流子输运的影响。以一柱形（2 维）晶粒结构样品为例，由于缺陷分布不同，被晶界隔离成许多少子寿命不同的区域。通过分析不同区域类型的边界条件，可以获得某些物理联系。

由于采用多区域处理，因此有整个样品和邻近晶粒间两种边界条件，这些分别称为边界条件和界面条件。在样品表面上，边界条件为

$$D \frac{\partial n}{\partial n} = S n \quad (2.3-4)$$

式中：S 为表面复合速度； \vec{n} 为单位矢量；n 为电子浓度；D 为扩散系数。

在不同区域间的界面上，边界条件与区域类型有关。类型Ⅰ或类型Ⅱ区域间晶界看作是具有一定复合速度的表面，其截面条件为

$$n_1 = n_2 \quad (2.3-5)$$

$$D_1 \frac{\partial n_1}{\partial n} - D_2 \frac{\partial n_2}{\partial n} = S n_{\text{int}} \quad (2.3-6)$$

式中：S 为“有效”表面复合速度。但如果是重缺陷晶粒（类型Ⅲ），由于场扩展至邻近的晶粒，其边界宽度将是有限的。这个条件在图 2.3-24 中予以说明。由于费米能级关系，类型Ⅳ和类型Ⅰ（或类型Ⅱ）区域间的界面可以处理为高低结。由于太阳能电池的载流子收集与 n/p 结有关，所以必须考虑不同区域类型中结的影响。类型Ⅰ中的空间电荷耗尽区行为与普通 n/p 结相同。

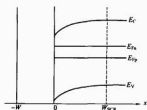


图 2.3-24 用于类型Ⅲ区域边界条件分析的能带模型

在类型Ⅱ或类型Ⅲ中，因有额外的非掺杂剂离子电荷且与掺杂剂离子电荷相反，因此总的净电荷应该少于无额外电荷的区域。对陷在 p-n 结中的电荷影响最大的可能是耗尽区宽度。耗尽区宽度可根据 Shockley 模型确定。

$$W_{SCR} = \sqrt{\frac{2\epsilon_s(N_A + N_D - 2N_A)(V_{bi} - V)}{e(N_A - N_D)(N_D - N_A)}} \quad (2.3-7)$$

式中： N_A 为硅内陷阱中额外电荷密度，因假定两个区域中的缺陷能级密度相同，故 n 型区和 p 型区的 N_A 相同。类型Ⅳ空间电荷区内复合电流也可以同样计算。

图 2.3-25 给出了用于器件分析的能带图结构。在这个模型中使用了有限元法。假定所有晶粒都是相同的，这样不仅减少了变量数量，而且在稳态条件下晶粒间没有载流子流动，而器件收集的电流等于样品中所有晶粒收集电流的总和。

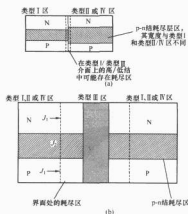


图 2.3-25 非理想材料中的不同区域的 n-p 结模型

(a) 类型Ⅰ、Ⅱ和Ⅳ区域中模型及在器件内的关系；

(b) 类型Ⅰ、Ⅱ和Ⅳ区域和类型Ⅲ区域的界面结构

(J_1 和 J_2 为电流，未考虑类型Ⅲ区域内的载流子分布)

现在研究 $\mu\text{c-Si}$ 薄膜电池中电池参数 V_{oc} 和 J_{sc} 对晶粒尺寸的关系。图 2.3-26 (a) 和图 2.3-26 (b) 表示 100cm/s 和 1000cm/s 两种表面复合速度的晶粒所形成的界面的 J_{sc} 和 V_{oc} 的计算值。S 等于 100cm/s 相应于“洁净的”晶界。实

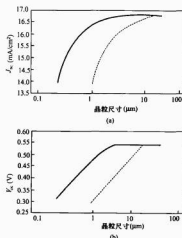


图 2.3-26 界面复合速度为 100cm/s (实线) 和 1000cm/s (点线) 两种情况下，10μm 厚的电池晶粒上计算的 J_{sc} (a) 和 V_{oc} (b)
(a) 100cm/s 情况下；(b) 1000cm/s 情况下

际上, 这样的 S 值是很难得到的。光伏器件中的 $\mu\text{-Si}$ 一般都含有杂质, 杂质在晶界处的分凝导致较高的 S 值。 $\mu\text{-Si}$ 的 S 值一般为 1000cm/s , 计算中的其他参数在表 2.3-4 中。其中 G 是入射光的产生率, α 是吸收系数, $G=\alpha \times$ 入射到表面上的光子数 (光子/单位面积·秒)。图 2.3-27 表示有晶界复合影响的 J - V 曲线。图 2.3-27 (a) 为 $5\mu\text{m}$ 的晶粒样品, 图 2.3-27 (b) 为 $0.5\mu\text{m}$ 的晶粒样品。可以看出, 大晶粒 ($\sim 1\mu\text{m}$) 的晶界复合主要降低 V_{oc} , 而不是 J_{sc} 。从图 2.3-26 和图 2.3-27 可以看出, 晶粒越大, 器件性能越好。当晶粒小时 (小于 $0.5\mu\text{m}$), 随着晶粒尺寸的降低 J_{sc} 也将迅速降低。因为界面复合对器件性能影响很大, 所以晶界的钝化对 $\mu\text{-Si}$ 薄膜太阳能电池非常重要。为了得到 J_{sc} 和 V_{oc} 性能好的器件, $\mu\text{-Si}$ 薄膜太阳能电池的晶粒应当为几个微米。

表 2.3-4 计算太阳能电池的参数

G (S^{-1})	α (cm^{-1})	D ($\text{cm} \cdot \text{s}$)	结深 (μm)	n-掺杂	p-掺杂
10^{18}	100	50	0.5	10^{18}	10^{17}

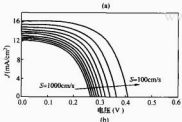
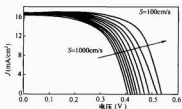


图 2.3-27 不同界面复合速度 (S) 的 J - V 曲线
(计算步长 1000cm/s , 其他参数在表 2.3-4 中)

(a) 晶粒为 $5\mu\text{m}$; (b) 晶粒为 $0.5\mu\text{m}$

1.3.4 薄膜硅太阳能电池的制备方法

沉积硅薄膜的工艺很多, 包括射频 (RF) 和直流 (DC) 辉光技术, 等离子增强化学气相沉积 (PECVD), 热丝化学气相沉积 (HWCVD), 电子回旋共振化学气相沉积 (ECRCVD), 微波及等离子束沉积技术等。其中 PECVD 最适宜大面积沉积。ECRCVD、远距等离子 CVD 和 HWCVD 技术较新, 制备的材料性能较好, 如缺陷密度较低、少子扩散长度较大和氢浓度较低等。目前商业化 a-Si:H 太阳能电池大多是在多室反应器内沉积的。在 DC 或 RF ($13.56 \sim 200\text{MHz}$) PECVD 工艺中, 工质气体通常为硅烷, 压力 $0.1 \sim 1\text{torr}$ 范围, 典型沉积速率为 $1 \sim 5\text{Å/s}$ 。良好电子质量的非晶硅薄膜应具有最低的孔穴密度、致密和均匀。满足这些条件的沉积速率一般较低。氢稀释对 a-Si 性质影响很大, 高稀释度的沉积速率低。甚高频 (VHF) 等离子激发通常需要激发电源, 频率约 50MHz 范围的沉积速率较高。

在典型低温 (小于 400°C) CVD 工艺沉积的 Si 薄膜一般是细晶粒 (小于 $0.1\mu\text{m}$) 的。用这种细晶粒薄膜制备的太

阳电池容易发生漏电、 V_{oc} 低, 载流子收集不良等问题。因此, 在玻璃或者其他低成本衬底上制备的细晶粒 (或非晶) Si 薄膜必须经过低温工艺进行强化结晶。表 2.3-5 给出了目前在薄膜 $\mu\text{-Si}$ 制备中使用的强化结晶技术。强化结晶过程中发生的晶界移动使系统总能量降低。其简单方法是进行高温退火。但高温工艺 (大于 600°C) 与玻璃等低成本衬底不相容。通过选择薄膜工艺可使温度降低。

表 2.3-5 非晶硅或微晶硅薄膜的结晶强化法

方 法	工艺温度 ($^\circ\text{C}$)	工艺时间	金属污染
CVD 生长	1000	$>10\text{h}$	无
退火	500	$20 \sim 40\text{h}$	无
ZMR	1200	快	无
MIC	<500	快	严重
LIC	>1000	快	无

注 LIC—激光诱导晶化; MIC—金属诱导晶化 (温度大于 600°C 不适用于低成本玻璃衬底)。

1.3.5 a-Si/ $\mu\text{-Si}$ 薄膜结晶强化法

晶粒生长现象是由材料有降低晶粒面积以降低晶界上剩余 Gibbs 自由能所引起的。晶界具有较高的能量, 与单晶结构相比处于非平衡条件。因此任何一种有足够能量引起晶界移动的技术都有强化结晶作用。

1.3.5.1 退火

当沉积在玻璃上的 a-Si 薄膜经过一段热处理时, 薄膜会发生结晶并使晶粒增大。在整个过程中薄膜保持固相状态, 故称作固相结晶。晶界在加热过程中得到活化引起晶界移动从而导致结晶强化。增加温度、增加时间或二者同时增加都能进一步促进晶粒生长。热处理工艺的主要缺点是工艺时间长, 一般为 $20 \sim 40\text{h}$ 。如果使用表面积结构化衬底或有掺杂的 a-Si 薄膜, 退火时间可以缩短。采用加入合适品种或使晶界活化促其移动等方法都能起到加速强化结晶作用。

1.3.5.2 金属诱导晶化 (MIC)

可以用 MIC 使 a-Si 转变成 $\mu\text{-Si}$, 其晶粒大于 a-Si 热处理晶化的晶粒, 也大于 PECVD 或 HWCVD 工艺直接沉积的 $\mu\text{-Si}$ 晶粒。低温下在镀某种金属的衬底上沉积 a-Si 薄膜, 然后加热到 300°C , a-Si 薄膜可以转变成 $\mu\text{-Si}$ 。在较高温度下在这种镀金属衬底上可以直接沉积出大晶粒 $\mu\text{-Si}$ 薄膜, 金属是诱导结晶的催化剂。经研究, 对晶化有诱导作用的金属是 Sb、Au、Al 和 In (与硅形成低熔共晶) 以及 Pd、Ti 和 Ni (与硅形成硅化物)。其中 Al 对太阳能电池特别重要。对于 $1\mu\text{m}$ 的 a-Si 薄膜研究发现, 在 167°C 下 Al 对 a-Si 能发生诱导晶化作用, 但晶粒尺寸很小, 要求退火时间在 $10 \sim 60\text{min}$ 之间。金属诱导晶化与非晶/晶体界面上形成高浓度金属和硅合金有关。而且还发现, 当金属不足时晶相的生长会停止。MIC 技术的主要缺点是晶粒薄膜会受到高浓度金属污染。在 MIC 技术形成的 Si 薄膜晶界上一般会有分凝金属存在, 因此少子寿命很低。用这种薄膜制备的太阳能电池通常有严重的漏电现象。克服 MIC 薄膜缺点有两种方法: 一是金属诱导横向结晶 (MILC), 结晶从金属化区域开始, 然后横向扩展到无金属面上, MILC 一般使用 Pd 和 Ni, 晶粒尺寸可达几个微米, 但也发现, 远离金属的区域金属浓度也很大; 二是使用光学激发使沉积在金属层上的 a-Si 薄膜发生晶化, 由于薄膜内吸收的光能量不均匀, 光学激发可能产生有利于 MIC 的吸收分布, 用红外光激发 Al 层上的 a-Si 薄膜, 在 $\text{a-Si}/$ 金属界面附近会产生一个能量耗散峰值, 从而在界

面上形成有利于随后强化结晶过程的晶核。比较热处理和光处理,在200℃低温下光激发晶化过程非常迅速,这对薄膜太阳能电池制备很重要。光激发能在界面上成核并把晶化过程扩展进 α -Si薄膜内。光处理是两步过程:即高温成核过程和跟着的低温过程,其中低温过程伴随着能强化结晶的点缺陷注入,从而发生非晶到晶相的连续转化。薄膜Si样品的光处理是在一侧装有卤钨灯的石英炉内进行。控制卤钨灯的光强以提供预置的强度-时间分布,包括缓慢的升温 and 降温过程。

图2.3-28(a)是一个3 μm 薄膜的XRD(x-射线衍射)谱,该薄膜是在镀Al/Cr层的7059玻璃衬底上用HWCVD工艺在 $t < 100^\circ\text{C}$ 沉积的,XRD谱表明Si薄膜内没有晶相结构,只有Al峰。需要指出的是,在沉积Al前必须在玻璃上先沉积一层Cr以提高Al的附着力。图2.3-28(b)是该样品在约480℃光处理3分钟后的XRD谱,其主要特征是存在(220)和(111)两个择优晶相。此外还有一个大的Al峰(说明有未用尽的Al存在)。Al的初始厚度为2 μm 。较长的时间有助于晶粒长大,但光处理是暂态过程,时间太长其优点就消失了。这表明光激发处理能够使 α -Si迅速晶化。如果在镀Al/Cr层上沉积 α -Si薄膜是在300℃以上完成的,沉积过程就会有一定程度的晶化和一定量的Al消耗。

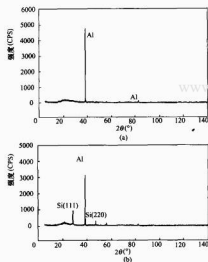


图2.3-28 3 μm 厚 α -Si薄膜的XRD谱(薄膜是用HWCVD工艺在大约100℃沉积在Al/Cr/玻璃上的)
(a)在光学处理前;(b)在~480℃光学处理3min后

图2.3-29(a)是2 μm 厚Si薄膜的XRD谱,Si薄膜是在500℃下用HWCVD工艺沉积的。XRD谱表明晶相在(220)方向是强烈织构化的。图2.3-29(b)表示同一样品在480℃光处理3min后的XRD谱。(111)峰的强度变得很大,而且(220)峰的强度增加1200%多。(111)和(220)峰的增加可能是形成了新的择优取向的晶粒,或者更可能是初始晶粒在过程中长大了。处理时间或者温度增加都会使晶粒增大,具有两个择优晶向的晶化同时向 α -Si薄膜的整个厚度方向扩展。好像有一个晶粒开始长大的“培育温度”存在。

薄膜采用CHWCVD工艺在大约500℃沉积在Al/Cr/玻璃衬底上,从图2.3-29中可看到,处理3min后的Si(220)

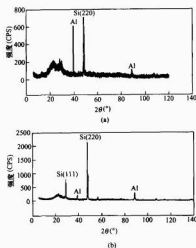


图2.3-29 2 μm 厚Si薄膜的XRD谱
(a)光学处理前;(b)约480℃光学处理3min后

晶向与Si(111)晶向都有显著增加。

对不同温度的晶化过程进行了研究,光强度改变到最大,时间保持不变。图2.3-30表示(111)和(220)晶向的XRD峰强度与处理温度的关系。这些是用HWCVD工艺沉积的三种厚度(3、6 μm 和10 μm)的 α -Si薄膜的结果。这些薄膜的沉积温度为:3 μm 在100℃以下,6 μm 在250℃以下,10 μm 在~500℃。每次XRD测试都在系统标定后进行。因此,XRD峰强度代表了这些特定晶向的晶化程度。从这些曲线中看出,越薄的薄膜越容易晶化。尽管6 μm 和10 μm 薄膜在沉积过程中本身也有一定晶化,但较薄的膜的培育温度较低。这个结论也被透射电子显微镜(TEM)结果所支持,这表明光处理的开始阶段是整个界面上的成核过程。然后晶化自界面开始向前扩展,把 α -Si变成晶硅。这些结果表明,晶化初始阶段才需要Al参与。成核之后,晶化

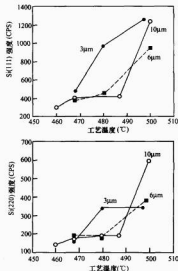


图2.3-30 在处理样品的XRD谱中Si(111)和Si(220)峰值强度与处理温度之间的关系

向前扩展进 α -Si, 与此同时晶化薄膜得到结晶强化。可以相信结晶强化作用是由自 Al-Si 界面注入的点缺陷引起的。采用光助 MIC 的研究表明, α -Si 的晶化可以在 200℃、3min 时间内开始。在温度接近 400℃ 时晶化变得非常强烈。通过控制工艺条件可能把 Al 限制在 Si-Al 界面附近, 从而使晶化薄膜的 Al 浓度降到最低。相反, 热处理晶化膜中的 Al 浓度高且较均匀。在较高温度下热处理的某些薄膜由于分凝成富 Si 相和富 Al 相从而表现出横向不均匀性 (这种厚样品的光助 Al 诱导晶化和结晶强化作用的解释如下)。

从图 2.3-30 中可看出, 10 μ m 厚样品在约 490℃ 发生峰值强度跳跃。

(1) 光处理在膜结构内产生了非均匀温度分布, 特别是在 Al-Si 界面处能量被局部吸收, 产生了较高的温度尖峰。

(2) 在较高温度下 (大于 450℃) 的光处理中, 虽然检测到的薄膜表面温度低于 Al-Si 体系的低熔共熔点, 但 Al/Si 界面附近的局部区域仍然可以发生熔化。这种局部熔化将在界面上产生诱导品化, 而且这种品化要比固相 Al-Si 混合引起的晶化强烈得多。

(3) 厚样品一旦发生初始晶化, 晶化和通过缺陷注入发生的结晶强化就可能持续进行。特别是当温度超过 450℃ 时, 过程中的点缺陷注入能促进晶粒生长。因此在高温段过后, 可以降低激发结晶强化的光照功率。

一种优化的晶化方法可能是在较高温度下沉积 α -Si 薄膜, 然后采用光处理进行品化。但至今的结果表明, 如果薄膜在较高温度下沉积, 光处理作用似乎有些减小。与直觉相反, 低温沉积薄膜似乎更有利于光品化处理。解释是, 厚的富 Al 合金层形成使得点缺陷注入过程减慢。对点缺陷注入机理还需要作更多研究。

1.3.5.3.3 区熔再结晶 (ZMR)

ZMR 是用加热法使样品表面的很窄区域发生熔化, 通过表面熔区移动使薄膜产生再结晶。已采用加热方法包括条形加热器、电子束加热器和射频 (RF) 加热器等。因为要把薄膜加热到硅的熔点附近 (~1200℃), 因此 ZMR 不适用于玻璃衬底的 α -Si 薄膜。对于其他低熔点衬底 (如冶金级硅和碳), 阻止衬底杂质向薄膜扩散是主要问题。

1.3.5.4 激光诱导再结晶

最近几年 α -Si 薄膜的 XeCl 激光再结晶 (ELR) 和 XeCl 激光退火 (ELA) 得到了广泛研究。这种方法主要在薄膜三极管 (TFT) 上, 也有用于太阳能电池上。聚焦短脉冲激光束在 α -Si 或 μ c-Si 薄膜上扫描加热, 被照射的薄膜处于液相 (全熔) 或处于 (液+固) 相 (部分熔化), 入射光功率不同将得到不同的晶粒尺寸。有趣的是, 即使薄膜温度接近硅的熔点, 晶粒尺寸也不会增加。因为使用的是短脉冲激光, 因此衬底温度比薄膜温度低很多。这是 ZMR 和 ELR 之间的主要差别。在衬底和 α -Si 薄膜之间置放薄氧化层和/或氟化物层, 薄膜和衬底间的传热以及杂质由衬底向薄膜扩散均可大大降低。使用前封栅 α -Si 薄膜和多少激光处理等其他方法也能改善薄膜质量。用激光晶化硅薄膜制备的太阳能电池效率已接近 9%。ELA 处理可以在 550℃ 的温度下进行, 可以得到几微米晶粒的多晶硅薄膜。

1.3.6 薄膜硅太阳能电池的制造工艺

虽然硅基薄膜电池在一定程度上对材料质量不十分敏感, 但薄膜电池的设计和工艺也必须考虑减小杂质和缺陷的有害影响。因此吸杂和钝化对薄膜电池制造非常重要。硅中最主要的杂质是过渡族金属 (TM), 特别是 Fe, Cr 和 Ni。在刚生长的薄膜中, 它们的浓度通常高达 $10^{14}/\text{cm}^3$ 。

在溶解状态这些杂质的迁移率很高, 其扩散系数在一般工艺温度下高达 $10^6 \text{ cm}^2/\text{s}$ 。它们在带隙中产生的深能级电子态是有效的复合中心, 如室温下间隙离子 (Fei) 会在 $ET \approx EV + (0.375 \pm 0.015) \text{ eV}$ 处引入一个施主。间隙离子的空穴捕获横截面可以写为

$$\sigma_p(F_0) = (3.9 \pm 0.5) \times 10^{-16} \times \exp\left(-\frac{0.045 \pm 0.005 \text{ eV}}{k_B T}\right) \quad (2.3-8)$$

式中: 单位为 cm^{-2} , k_B 表示 Boltzman 常数, T 为温度。Fe 在室温下的电子捕获横截面测量值为 $\sigma_n = 4 \times 10^{14}/\text{cm}^2$ 。

因为靠近带隙中部的能量关系和大的捕获横截面, 可以预期, Fe 将产生高复合而导致载流子寿命降低。硅中的过渡族金属也可能彼此形成复合物, 例如可以形成 Fe-B 和 B-O 对。B-Fe 在 $E_c + 0.1 \text{ eV}$ 处形成施主能级 (在室温下 $\sigma_n = 4 \times 10^{13}/\text{cm}^2$), 在 $E_c - 0.29 \text{ eV}$ 处形成受主能级。在低注入水平条件下, Fe-B 对引起的复合速率低于间隙 Fe 引起的复合速率。最近研究表明, 在某些太阳能电池中也发现 B-O 对的形成。这些因素使电池在阳光下的少子扩散长度 (MCDL) 降低。这个机制使硅太阳能电池效率显著影响降低。微电子器件制造中使用的吸杂技术是通过氧化沉淀将杂质从器件的活性区引开并捕获, 从而留下干净的表面区域, 而杂质被推入体内。因此, 这种吸杂也常常被称为内吸杂。因为微电子器件仅使用硅片表面的附近区域, 内吸杂技术效果很好。太阳能电池是少子器件, 几乎整个硅片厚度都是有效活性区域。因此, 必须使用外吸杂技术对材料整体进行清理。在外吸杂中, 表面区域起到杂质汇的作用。

幸好硅扩散和 Al 合金工艺对太阳能电池有很好的吸杂作用, 这些工艺被广泛地应用于太阳能电池的制结和接触形成中, 因此所有太阳能电池的制造都经历了有一定程度的吸杂。在典型的制结和 Al 合金过程中, Fe 的浓度可以降低两个数量级。对于典型的多晶硅片, 在 P 扩散形成 n+p 太阳能电池过程中改善了少数载流子扩散长度 (MCDL), 平均使 MCDL 由 50 μ m 增加到 75 μ m。MCDL 的增加是因去除了扩散系数大的过渡族金属杂质, 吸杂使这些过渡族金属杂质是从衬底体内进入扩 P 区内。吸杂在高效薄膜硅电池制造中也具有同样的重要作用。虽然实验室中可能有沉积高纯度的非晶硅或多晶硅薄膜, 但在高速沉积系统中难于保持系统的洁净性, 因此薄膜硅太阳能电池的杂质浓度通常也很高。此外, 玻璃或陶瓷类的低成本衬底通过扩散或解吸释放出的杂质会污染沉积表面和薄膜。由于薄膜的厚度小, 吸杂时间可以较短, 工艺温度也可以较低。一种用于硅基薄膜太阳能电池吸杂的独特方法是, 在器件结构中包含一层 Al (见图 2.3-14)。另一种低温吸杂的方法是注入孔穴。由于间隙过渡族金属杂质是典型的少数载流子寿命杀手, 因此孔穴注入区域可以作为汇吸取杂质。间隙杂质汇源也可以是界面 (如异质界面)、晶界和其他晶体缺陷。已经观察到这些位置可以导致金属杂质的沉淀。由于吸除沉淀杂质是很困难的, 因此希望杂质浓度维持在饱和和浓度水平以下。沉淀杂质会造成局部漏电流, 器件的 V_{oc} 和 FF 严重降低。与杂质类似, 缺陷也是载流子的高复合中心, 会引起太阳能电池性能降低。在多晶硅薄膜电池中, 主要缺陷是晶界和晶内位错。H 在 Si 中的电子活性非常高, 它几乎能与所有的杂质和缺陷发生相互作用。H 能饱和界面、点和缺陷上的悬挂键, 从而降低载流子复合并改善器件性能。原子 H 可与 Fe、Cr、Ni、Cu、Au 等金属杂质相互作用, 降低这些杂质对载流子复合的影响。H 与 O

的相互作用非常有趣——H的扩散系数似乎被O降低了，而氧施主的扩散系数得到极大强化。吸杂之后引入H可以使太阳能电池效率得到很大提高。一般来说，这种钝化能显著降低暗电流和改善电池的光照特性。有几种方法可将H引入太阳能电池中，包括离子注入、等离子工艺以及PECVD-Si₃N₄沉积工艺。在薄膜硅太阳能电池中有大量晶界，是H的陷阱。通过适当工艺设计，被陷阱捕获的H可以重新释放出来用于杂质和缺陷钝化。这个特性对薄膜Si太阳能电池可能是很有价值的，因为很多a-Si或多晶硅沉积在薄膜中留下了大量的H。

2 非晶硅薄膜太阳能电池

2.1 概述

2.1.1 非晶硅半导体

晶体半导体包括Si（现代电子学集成电路基础）、Ge（第一个三极管材料）、GaAs和其他Ⅲ-V族化合物（许多光发射器的基础材料）、CdS（光敏传感器材料）。在晶体中原子接近理想、规则排布并组成所谓晶格，晶格与原子的化学键性质相关，如硅原子与其邻近原子形成四个共价键对称排布，并维持着晶体硅的“金刚石”理想四面体品格结构。

除晶体外还存在非晶半导体。在非晶半导体中原子的化学键性质与晶体没有本质差别，只是无序变化和相当小的键角破坏了晶格结构的规则性，但它们仍然可能具有能满足许多应用的电子性能。第一个成功的商用例子是非晶硒静电印刷版。入射光中能量超过带隙的光子被硒吸收并产生自由的电子—空穴对，然后被静电印刷板中硒的p-n结强大电场分离和扫开。

硒和很多其他非晶半导体因带隙与太阳能应用不匹配而不适宜做高效太阳能电池。1973年苏格兰的Dundee等人发现用硅烷（SiH₄）“辉光放电”制备出的非晶硅具有优异的电子性能。在一定条件下给气体施加电压可产生很大电流，而气体分子又会在电流激发下发射光，如“氖”那样。非晶硅是衬底沉积硅烷气体中放电而沉积成薄膜的^①。

1975年Spear和LeComber报道，硅烷与磷烷（PH₃）气体或二硼烷气体混合放电可使非晶硅的电导率可大大增加。和晶硅一样，掺磷非晶硅的电导率为电子导电（“n-型”），而掺硼非晶硅的电导率为空穴导电（“p-型”）。

1974年美国RCA实验室的David Carlson发现，使用辉光放电沉积的非晶硅薄膜可以制作出效率相当高的太阳能电池。1976年他和Christopher Wronski报道了效率为2.4%的非晶硅太阳能电池。

Carlson和Wronski关于电流密度与输出电压关系与1997年报道的高效电池曲线一致，如图2.3-31所示（Carlson和Wronski）以及最近“三结”电池（Yang, Benerjee, and Guba）。三结电池的稳态效率为13.0%；活性面积为0.25cm²。

这些科学家所发现，辉光放电（即等离子沉积）制备的非晶硅薄膜具有比其他方法（如单纯蒸发硅）的光电子性能优异得多。几年之后，出现了氢原子百分含量非常大的等离子沉积非晶硅，而氢原子是这种非晶硅材料电子性能提高的主要原因，故把这种非晶硅称为掺氢非晶硅（简称为a-Si:H）。

因为掺氢非晶硅光学性能对收集太阳能非常有利且所用技术相当简单和便宜，所以Carlson和Wronski的非晶硅太阳

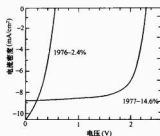


图 2.3-31 早期单结非晶硅及最近“三结”电池——太阳电池在太阳光照射下电流密度与电压关系曲线

电池在国际上引起极大兴趣和研发激情。图2.3-32的上面表示非晶硅和晶体硅的光吸收系数 $\alpha(h\nu)$ 光谱，下面表示“积分太阳辐照”，是由能量高于阈值的太阳辐射强度（W/m²）。

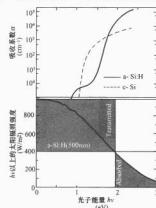


图 2.3-32 非晶硅和晶体硅的光吸收系数 $\alpha(h\nu)$ 光谱以及“积分太阳辐照”

图2.3-32中，上面曲线部分为晶硅（c-Si）和掺氢非晶硅（a-Si:H）的光吸收系数 $\alpha(h\nu)$ 光谱与光子能量 $h\nu$ 的关系。下面实线表示太阳光谱中能量大于或等于 $h\nu$ 的光子的辐照强度。500nm厚的a-Si:H薄膜可以吸收1.9eV以上光子的绝大部分；阴影面积所对应的辐照强度约为390W/m²。

从这些光谱中可以求出不同厚度所吸收的太阳能。图2.3-32中的a-Si:H层厚度 $d=500\text{nm}$ ，基本上吸收了能量大于1.9eV（ $\alpha=1/d$ ）的所有光子。假定阳光反射损失降到最低，得到该层（灰色面积称为“吸收”）所吸收的能量为420W/m²，有580W/m²的能量透过这一层。与晶硅比较，同样500nm厚的c-Si层所吸收的能量小于200W/m²。

为了吸收与500nm a-Si:H层相同的能量，c-Si层要厚得多。这就意味着用a-Si制作太阳能电池所要求的材料比用c-Si要少得多^②。

2.1.2 非晶硅太阳能电池设计原则

图2.3-31说明过去这些年在提高非晶硅太阳能电池效率方面所取得的重大进展。本节介绍有关现代高效电池的三个

① 术语“amorphous（非晶）”一般用于由气体制备的非晶材料。

② 晶硅（c-Si）和非晶硅（a-Si）的光学性能有很大差别，反映出它们完全不同的电子态性质，根据固体物理，“选择性规则”极大地降低了c-Si中的光学吸收（c-Si是间接带隙半导体），这种选择原则并不适用于a-Si。此外a-Si的“带隙”比c-Si大许多。

基本概念: ①pin 光伏结构; ②“上衬底”和“下衬底”光子设计之间的区别; ③多结光伏结构。

2.1.2.1 pin 光伏二极管

非晶硅太阳能电池中的光二极管有三层, 按照 p-i-n 或者 n-i-p 依次沉积。三层分别是很薄的 p 型层 (一般为 20nm), 厚的未掺杂本征 (i) 层 (一般为几百 nm) 和很薄的 n 型层, 如图 2.3-33 所示。电子由 n 型层贡献给 p 型层, 分别留下了正电荷层和负电荷层, 并产生了“内建”电场 (一般大于 10^{-4} V/cm)。

阳光的光子流通过 p 型层进入光二极管, p 型层是透明的“窗口层”。阳光的光子绝大部分在较厚的本征层中被吸收, 被吸收的每个光子产生一个电子和一个空穴载流子。光子载流子被内建电场分别扫到 n 型和 p 型层, 从而产生了太阳光伏发电。

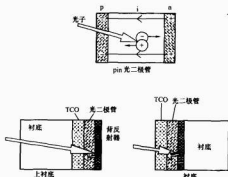


图 2.3-33 非晶硅太阳能电池中的 pin 结光二极管

pin 结光二极管中, n 型层把电子贡献给 p 型层产生了正负电荷层及“内建”电场。未掺杂本征层所吸收的每个光子产生电子和空穴光子载流子。“内建”电场使这些载流子沿所示方向漂移。pin 结二极管以上衬底或下衬底结构设计成太阳能电池。对非晶硅太阳能电池来说, 光子通过 p 型窗口层进入电池。

a-Si:H 太阳能电池的 pin 结构与其他太阳能电池设计不同, 后者通常为简单的 p-n 结构。在掺杂的 a-Si:H 中, 少子 (n 型 a-Si:H 中为空穴, p 型 a-Si:H 中为电子) 移动不很远, 如果采用 p-n 结构, 仅仅能收集来自非常薄的掺杂 a-Si:H 层的光生载流子, 对太阳能应用来说是远远不够的。在 n 层和 p 层之间巧妙地加一足够厚的本征层 (i 层), 就能保证 p-i-n 结构收集绝大部分阳光。事实上在分析 a-Si:H 太阳能电池性能时, 一般不考虑掺杂层吸收的光子, 只考虑本征层的吸收和收集。

2.1.2.2 下衬底和上衬底设计

非晶硅太阳能电池的优点之一是它们吸收阳光的能力很强, 电池吸收层的总厚度小于 $1\mu\text{m}$, 因此需要衬底支撑这些薄层。非晶硅太阳能电池有透明和不透明两种衬底, 如图 2.3-33 所示。

在“上衬底”结构中, 阳光通过透明衬底 (通常为玻璃或透明塑料) 进入电池, 绝缘衬底需要导电层, 一般为“透明导电氧化物” (TCO), 如 SnO_2 。非晶硅光二极管以 p 型窗口层为起始沉积在 TCO 上。最后, 在光二极管上沉积“背反射层”, 背反射层作为联结 n 型光二极管层的电极。

在“下衬底”设计中, 阳光从衬底对面进入光二极管。以衬底为起始, 薄膜的制造次序与上衬底结构相反。首先是背反射层, 然后是二极管层 (以 n 型层起始), 最后是 TCO 层 (联结光二极管最上面的窗口层) 作为电极。

非晶硅太阳的这两种设计应用范围很宽。上衬底结构 (光通过衬底进入) 特别适宜于建筑集成太阳能电池, 玻璃衬底可作为建筑构件。下衬底设计一般用在柔性衬底和不锈钢 (SS) 衬底的太阳能电池中。沉积设备的详细结构与衬底是刚性或是柔性有关, 同时下衬底对沉积在它上面的第一个光二极管管的性能影响很大。

2.1.2.3 多结太阳能电池

单结 pin 二极管太阳能电池的转换效率可以通过两个或三个 pin 二极管相叠成“多结”器件提高。图 2.3-34 的“迭层”器件是两个 pin 二极管的结合。其中的“底”电池不是 a-Si:H 而是非晶硅锑合金, 后者是采用锑烷 (GeH_4) 等离子沉积而成。迭层电池的主要优点是太阳照射光谱可以“分段”利用。迭层电池最上层的作用是一个“低通”滤光器, 其作用在图 2.3-32 中予以说明。光的吸收系数随光子能量迅速上升, $0.5\mu\text{m}$ 的 a-Si:H 层仅吸收能量大于 1.9eV 的光子, 并让小于 1.9eV 的低能光子通过, 故称“低通”。“通过”的低能量光子被非晶硅锑层有效地吸收, 后者的带隙较低, 1.9eV 以下的吸收系数比 a-Si:H 大得多。

双结 (或“迭层”) 和三结结构比单结效率更高。图 2.3-34 中为表示出衬底结构 (在实际器件中非常重要)。

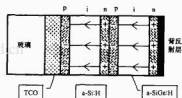


图 2.3-34 由两个 pin 结电池依次沉积的所组成的多结太阳能电池

2.1.3 Staebler-Wronski 效应

非晶硅太阳能电池最令人好奇和最活跃的研究方面是在最初几百小时照射期间效率发生重大衰减。图 2.3-35 说明了一个单结电池和一个三结电池的这种效应。单结电池在 1000h 照射后电池效率损失为初始效率的大约 30%, 三结组件效率损失为初始效率的 15%。所有非晶硅太阳能电池在照

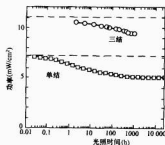


图 2.3-35 a-Si:H 太阳能电池转换效率与初始暴露阳光的关系

● 值得注意的是, 毗连的 p 型和 n 型层并不形成 p-n 结二极管, 而是简单的欧姆接触, 其物理问题后面讨论。

射下都表现出这种初始的衰减行为,它被称为“Staebler-Wronski”(SW)效应,这是掺氢非晶硅(a-Si:H)及电池中所用相关材料的一种光诱导变化。但SW效应在大约160℃温度下退火几分钟就可除去(太阳能电池的初始性能就可恢复)。

图中表示单结电池(260nm厚的i-层)和三结组件在太阳模拟器(100mW/cm²)照射下的效率降低;点线表示每一个器件的初始测量功率。

SW效应是a-Si:H组件转换效率在试验场地发生显著季节性变化的原因。图2.3-36表示三结组件的周围温度和日平均效率变化。在天气晴朗的气候下组件性能最好。直到20℃,效率随温度的相对增加大约是 $+5 \times 10^{-3}/K$ 。可以看到,这个组件在三年试验期间没有永久性的衰减。

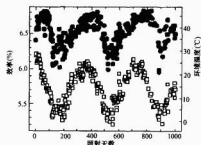


图2.3-36 三结组件的周围温度和日平均效率变化
实心—平均转换效率的季节性变;空心—日平均温度变化趋势

结论是:非晶硅组件在1000h稳态照射下效率达到稳定状态。非晶硅电池另一个主要特点是,效率的温度系数是正的,这是其他太阳能电池所没有的,如晶硅太阳能电池的温度系数大约为 $-4 \times 10^{-3}/K$ 。但如果a-Si:H太阳能电池的温度系数测量是很快,SW效应来不及发生,温度系数也显示负值(大约 $-1 \times 10^{-3}/K$)。非晶硅组件室外行为可理解为SW慢退火效应(正温度系数)和一个较小的本征负温度系数总效应。

2.2 掺氢非晶硅的原子和电子结构

2.2.1 原子结构

非晶硅中的原子大致上保持着与晶硅相同的基本结构。每个硅原子通过共价键与其他四个硅原子联结构成四面体。这是从两种材料的X射线衍射测量以及两种材料的理论计算得出的。如果用木棒(代表共价键)和四个钻孔(插木棒)的木球(代表硅原子)搭建非晶硅结构,就会遇到问题。为了不搭成晶硅结构,你必须把木棒弯曲。很快你就不必在某个原子上放弃第四根木棒,你搭起的将是一个带“悬挂键”的不完善非晶硅结构。既要保持非晶硅的任意结构,又要使所有键长和键角都能合理地接近硅化学要求的值,使硅原子的排列变得很困难。掺氢非晶硅(a-Si:H)的硅-氢键解决了这个结构问题。有百分之几的硅原子仅以共价键与三个相邻的硅原子相连,硅的第四个价电子与氢原子键合。这个关键的氢用X射线观察不到,但在非破坏性测量(质子磁共振、红外光谱)和破坏性试验(二次离子质谱和退火中氢释放现象)中却是十分明显。

a-Si:H中的氢有几个十分明显原子构型。通过质子磁共振可以显现氢的两个基本相:“稀释”相和“团簇”相。在稀释相中,一个特殊的氢原子与任何其他氢原子大约相隔1nm,而在团簇相中,两个以上的氢原子是彼此十分靠近。

图2.3-37(a)给出了这种结构的计算案例。每一相中的氢密度和氢总密度与材料制备条件有关。

2.2.2 缺陷和亚稳态

图2.3-37的非晶结构是化学上的理想结构:每个原子都形成了正常化学键数(硅四,氢一)。这种非晶原子结构基本上决定了材料的电子性能和光学性能。同时a-Si:H的很多电子性能还受到化学键缺陷的强烈影响。采用电子自旋共振对a-Si:H中键缺陷原子结构进行了广泛研究。单一型缺陷(D中心)在未掺杂a-Si:H的绝大多数测量中起着支配作用。D中心就是悬挂键,可以通过图2.3-37想象:图右下角的氢原子从稀释相位置移出,在后面留下了一个未键合的电子(悬挂键),这与观察现象一致;当氢从加热a-Si:H中移出时悬挂键密度增加。根据这种关系和图2.3-37(b)一起提出一个比较模型。悬挂键密度一般比结构中失去的氢密度低许多,这个效应归结为氢从团簇相位置释放,但假定它们不产生悬挂键。

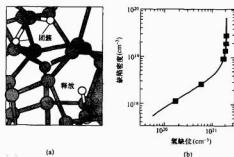


图2.3-37 非晶结构化学上的理想结构

(a)为掺氢非晶硅的化学键计算机模型(大灰球表示Si原子,小白球表示团簇相及稀释相型中氢原子);(b)a-Si:H中的缺陷(悬挂键)密度与从加热材料中移出氢密度(氢缺陷)间关系

非晶硅中缺陷的研究重点不是集中在氢缺陷上,而是集中在光照效应上。图2.3-35说明了光照时如何使太阳能电池转换效率衰减,图2.3-38说明光照时如何增加了缺陷密度,并给出了高和低强度照射;图例表示每种光强下的光生载流子产生率。在高强度照射下,缺陷密度达到大约为 $10^{17}/\text{cm}^3$ 的稳态值。对工程和商用来说,重要的是a-Si:H在长时间光照后达到这种稳定化的条件。

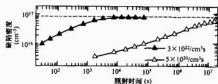


图2.3-38 a-Si:H薄膜在延长照射时间中测量的缺陷(悬挂键)密度曲线

虽然缺陷密度不是a-Si:H光照性能变化的唯一因素,但多数人认为SW效应主要是光照后悬挂键密度增加引起的。把氢和a-Si:H中缺陷紧密联系起来,导致几种以氢原子亚稳态构型方式产生缺陷来解释衰减机制,其概念是,光照时提供了把氢原子从其稀释相位置移开所要求的能量,从而产生了悬挂键。确定SW效应物理机制的意义是,

有可能通过改变其制备条件减轻 a-Si:H 中的这个效应。

非晶硅电池衰减的基本特征是,绝大部分效应是亚稳态的,而且几乎完全可以在 150℃ 以上温度下通过光照样品除去。更一般情况是, a-Si:H 电池和薄膜的稳定条件对温度的依赖关系非常大。例如,图 2.3-36 表示,组件效率基本上受季节性影响并且在最热天气下的效率最高。如果把稳定化条件看作两种机制的竞争结果就很容易理解测量结果。光产生亚稳态缺陷,而退火活化过程又将亚稳态缺陷除去。

2.2.3 电子态密度

在理解半导体的光和电子性能时,最重要的概念是电子的态密度 $g(E)$ 。这个概念可以近似理解为:如果单个电子被加到固体中,可以认为它在特定能级 E 上占据了一个确定的态(或者分子“轨道”)。在 ΔE 能量范围,固体每单位体积中的这种态数为 $g(E) \Delta E$ 。

图 2.3-39 说明了掺杂非晶硅的态密度,它们主要出现在电子光发射、光吸收以及电子和空穴漂移迁移率的测量中。在低温状态下,能量低于费米能级 E_F 的态被电子充满,高于费米能级 E_F 的态是空的。有两个强态能带要说明:一个占据着价带 ($E < E_V$),费米能级 E_F 的态,起源于 Si-Si 和 Si-H 键轨道,另一个未被占据的导带 ($E > E_C$),起源于反键轨道。图 2.3-39 阴影面积表示能带中局域化态;这些能带本身具有指数分布的局域化态尾。能带间中部是以 E_F 附近两个峰值带表示的总缺陷(如 Si 悬挂键)水平。

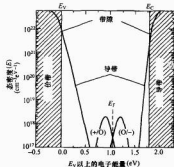


图 2.3-39 掺杂非晶硅中电子态密度 $g(E)$

2.2.4 带尾、带边和带隙

在导带和价带之间存在一个“能隙”,其间的态密度非常低。任何一个功能性半导体,晶体或非晶,必然有这样一个能隙。对于理想晶体,导带边和价带边能量 E_V 和 E_C 是完全确定的,如带隙 $E_G = E_C - E_V$ 。

有趣的是,在无序半导体中带边附近的有一指数分布的带尾态。对于带尾态,可以写出 $g(E) = \text{const} \exp[-(E - E_V)/\Delta E_V]$ 。这个指数分布的宽度 ΔE_V 对解释光吸收实验很重要,实验中常用图 2.3-32 中光谱外观的指数“Urbach”尾来确认它。对于 a-Si:H,典型值 $\Delta E_V = 50 \times 10^{-3} \text{ eV}$ 。 ΔE_V 也用于计算电场中很低的空穴漂移率。导带尾宽度 ΔE_C 要窄得多,最好的 a-Si:H 材料大约为 $22 \times 10^{-3} \text{ eV}$,而非晶硅-锗合金的 ΔE_C 要大得多⁴⁷。给出了指数带尾的存在,就自然会问带边能量的存在。显然,漂移迁移率测量的详细分析支持了十分确定的带边概念。绝大多数工作者认为,带边是分开被局域化的(即有十分确定的空间位置)电子轨道的能量,即从被局域化的电子轨道到被局域化的电子轨道边间的能量。带边与导带和价带迁移率边对应。

因没有单为确定非晶半导体态密度内局域带边的一专用

程序,故难于清晰地确定带隙。在太阳能电池中用到某些具有带隙变化的非晶硅材料,因而建立对带隙进行比较的常规程序是非常重要的。至今多数方法是对光吸收系数 $\alpha(h\nu)$ 测量结果进行分析,一般得出一个“光学”或“Tauc”带隙 E_T

$$\alpha(h\nu) = (A/h\nu)(h\nu - E_T)^2 \quad (2.3-9)$$

比例常数 A 与几个因素有关。用该程序得出 a-Si:H 典型带隙为 1.75 eV。带隙还随沉积条件变化,当与锗或碳形成合金时,带隙随合金成分变化。一种比 Tauc 更简单的程序是,把带隙定义为与特定光吸收系数 α 对应的光子能量;如用 $\alpha = 3 \times 10^3 / \text{cm}$ 求出的带隙(标为 $E_{3.5}$),与 Tauc 程序得出的类似。最后,这些光学带隙估计值与真正“电子”带隙 $E_G = E_C - E_V$ 之间必有一差值。内光发射测量表明,电子学带隙比 Tauc 带隙大 50~100 meV。

2.2.5 缺陷和带隙态

未掺杂 a-Si:H 中的缺陷能级位于带尾之间,这些能级似乎完全是由悬挂键(“D-中心”)所产生。例如,光子能量约 1.2 eV 的红外吸收比较敏感,吸收的红外能量把一个电子从缺陷中激发到导带上,或者把价带上电子激发到缺陷上。图 2.3-32 可看到这个红外信号;为了改变样品的电子性能,红外吸收系数至少在 D-中心密度 100 倍的范围内正比于 D-中心密度。

下一个问题是求出对应的能级位置,如图 2.3-39 所示。D-中心是“两性”的:有三种荷电态(+e, 0, e)和两个能级(0/+和 -/0)荷电态之间的跃迁)。下面给出近暗态条件下估计能级位置的基本思路。在低缺陷密度的未掺杂 a-Si:H 中,(-/0)能级在 E_C 下面大约 0.6 eV 处。(+/0)能级位于 (-/0)能级下约 0.3 eV 处;两能级之间的差值通常称为 D-中心的“关联能量”。

掺杂和本征 a-Si:H 之间的实际能级位置显然是变化的,本征样品间的能级位置随 D-中心密度而变化,还可能随暗态和光照变化。

2.2.6 掺杂

非晶硅 pin 太阳能电池中的掺杂完全不同于晶硅电池。在晶硅(c-Si)中,磷(P)原子替代晶格中的硅原子。磷有 5 个价电子,四个电子参与相邻硅原子的成键。第 5 个“自由”电子占据的态恰在导带底部之下,而且掺杂剂把费米能级大致提高到这个水平。而 a-Si 中绝大部分磷原子仅与三个相邻的硅成键,这些硅原子处于“三配价”位置,这种构型具有实际的化学优点,磷原子正常只形成三个键(与“p”原子轨道中的三个价电子有关)。最后两个电子在“s”原子轨道配对,并不参与成键,并紧紧地被束缚在磷(P)原子周围。这种更加有利的成键方式发生在 a-Si 而不在 c-Si 中,因为 a-Si 是非刚性结构。当 a-Si 薄膜生长时,非刚性结构有利于成键网络进行调整,以便与杂质原子结合时形成接近理想的化学排布。在晶硅中,为了使 P 原子适应这种构型,晶格中的一些 Si 原子必须进行整体重排并留下许多 Si 的悬挂键。这种重排的额外能量大于从更为理想的 P 成键所获得的能量,因而替代掺杂是有利的。

在非晶硅中磷的掺杂是反常的。P 在硅中的掺杂应是四配位的,但在 a-Si 中 P 原子通常是三配位的。1982 年 Street 首次对这个反常现象进行了解释:带正电的四配位 P_4^+ 和带负电的悬挂键 D^- 的形成是各自独立偶然发生的,而不是较理想的三配位。这个机理导致两个重要结论:首先, a-Si 中的掺杂效率不高,大多数掺杂剂原子对自由电子无贡献且不提高费米能级;第二, Si 悬挂键接受每个贡献一个自由电子的掺杂剂原子时,存在着一个平衡过程。这些缺陷能级远

在导带之下,所以四配位磷原子在提高费米能级方面不如在晶硅中那样有效。此外,掺杂诱导的荷负电悬挂键是空穴的有效陷阱。因电子和空穴的两极输运是光伏(PV)能量转换的基础,因此掺杂层中吸收的光子对太阳能电池发电没有贡献。

2.2.7 合金和光学性能

改变沉积条件可以使结构和光学性能发生重大变化。在等离子沉积中改变衬底温度或改变硅烷的氢稀释度可以使 $a\text{-Si:H}$ 薄膜的光学带隙至少从1.6eV变化到1.8eV。这些变化可以认为是薄膜中氢键结构变化所引起。硅与其他元素(如Ge、C、O和N)形成合金会引起带隙的更大变化,合金可通过硅烷(SiH_4)源气体与 GeH_4 、 CH_4 、 O_2 或 NO_2 和 NH_3 分别混合完成。所产生合金的带隙范围很宽,如图2.3-40中所示的 $a\text{-Si}_{1-x}\text{Ge}_x\text{:H}$ 那样。为简单起见,通常用缩写符号表示这些合金,如用 $a\text{-SiGe}$ 表示 $a\text{-Si}_{1-x}\text{Ge}_x\text{:H}$ 等。

这些材料中只有一部分证明可在器件中使用。带隙降到约1.45eV的 $a\text{-SiGe}$ 合金可以用作多结pin电池中的吸收层,与 $a\text{-Si:H}$ 合金相比,较窄带隙的 $a\text{-SiGe}$ 合金可以增加较低能量的光子吸收。图2.3-40(a)表示 $a\text{-SiGe}$ 合金的吸收系数 $\alpha(h\nu)$ 光谱是随原子百分比 x 的变化关系,标出了不同光学带隙,光学带隙和对应的Ge分数 x 分别为1.25—0.58, 1.34—0.48, 1.50—0.30, 1.72—0.0。这些数据有两个特征:一是Urbach斜率在整个带隙范围保持常数(约50meV);二是最低光子能量吸收系数的平缓区随带隙的降低而稳步增加,它表示对应的缺陷密度增加。图2.3-40(b)表示 $a\text{-Si}_{1-x}\text{Ge}_x\text{:H}$ 的光学带隙随Ge比 x 和氢原子分数 h 的变化关系^①。应注意的,是在 h 为常数情况下, x 从0增加到1,带隙均降低0.7eV。带隙随着原子分数 h 增加而增加。此外,图中只有部分材料可用作吸收层。特别是当Ge比 x 提高到大约0.5时,光电子性能变得很差,对太阳能电池中不再有用。同样,能够用作吸收层的氢原子分数 h 范围也是有限的。

$a\text{-SiC}$ 同样被认为可能是有用的宽带隙吸收层材料,但至今还不曾被广泛用作吸收层,掺硼 $a\text{-SiC}$ 被广泛地用作p型窗口层。

2.3 非晶硅沉积

2.3.1 沉积技术概述

射频(RF)电压诱导硅烷辉光放电法是成功制备 $a\text{-Si:H}$ 的第一种方法,现称为等离子增强化学气相沉积(PECVD)。为改进材料质量和沉积速率随后对很多沉积方法进行了研究和探索。其中使用13.56MHz激发的PECVD至今仍然是研究和制造 $a\text{-Si}$ -基材料应用最广泛的方法。最近几年对许多新的薄膜沉积方法进行了广泛研究,绝大多数属于提高沉积速率和制备高质量微晶硅薄膜。表2.3-6总结了一些代表性沉积工艺及优缺点。

表 2.3-6 非晶硅材料的各种沉积工艺

工 艺	最大速率① (Å/s)	优 点	缺 点	制造商
RF-PECVD	3	高质量,均匀	慢	多
DC-PECVD	3	高质量,均匀	慢	RP Solar
VHF-PECVD	15	快	均匀性差	无
微波 PECVD	50	很快	质量差	Canon
H-W	50	很快	均匀性差	无
光 CVD	1	高质量	慢	无
溅射	3	—	质量差,慢	无

①超过此速率薄膜质量迅速变坏;试验结果,经验数据。

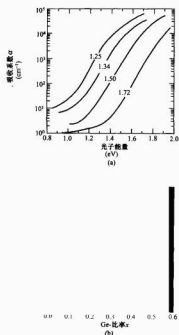


图 2.3-40 合金的吸收系数光谱和典型光学带隙

(a) $a\text{-SiGe}$ 合金的吸收系数光谱;

(b) $a\text{-Si}_{1-x}\text{Ge}_x\text{:H}$ 合金的典型光学带隙

2.3.2 射频辉光放电沉积(RF-PECVD)

图2.3-41为典型的RF-PECVD沉积室及相关部件的示意图。含硅气体(如 SiH_4 和 H_2 的混合物)流进真空室。室内安装两个电极板,电极间加RF功率,其中一个电极接地。在给定电压下(极板间),通常有一个等离子体发生的气压范围。在沉积室内,等离子体激发和分解气体并产生化学基团和离子。衬底可以安装在一个或者两个电极上,衬底被加热到可以获得最佳薄膜质量的温度,当化学基团和离子扩散到衬底上时就会沉积出掺氢的硅薄膜。沉积反应受生长薄膜上吸附原子的热活化表面扩散过程控制。PECVD系统通常由几个主要部分组成:①气体送入系统(气罐、压力调节、质量流量计、控制气体流向的各种阀门);②沉积室(安装有电极、衬底支架、衬底加热器和RF功率输送装置);③抽气系统(通常有一个带机械泵的涡轮分子泵);④压力

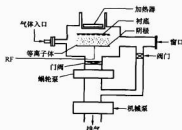


图 2.3-41 典型 RF-PECVD 室示意

● 图 2.3-40 是根据试验数据得出的: $E_g = 1.62 + 1.34 - 0.7x$ 。

控制系统(电压力计、电离真空计、监测和控制室压的节流阀)和热电偶;⑤排气系统(一般情况下用化学洗涤法和气体或用燃烧箱热解气体)。在多室系统中装置转移系统,通过适当阀门在各真空沉积室之间转移衬底。很多元部件通过仪表控制板与RF功率源、阻抗匹配箱、数字显示器、真空控制器、质量流量控制器、节流阀、气阀和涡轮分子泵等相连接。PECVD薄膜生长过程由几步组成:源气体扩散,电子碰撞解离,气相化学反应、基团扩散和沉积组成。为了沉积高质量a-Si薄膜,沉积条件需要控制在一定希望范围内。a-Si表面的典型参数范围总结于表2.3-7。

表 2.3-7 最佳性能 a-Si:H 薄膜的 RF-PECVD 沉积条件范围

范围	压力 (Torr)①	RF 功率 密度 (mW/cm ²)	衬底温度 (°C)	电极间隔 (cm)	活性气体 流量 ^a (sccm/cm ²)	H ₂ 稀释度 R ^b
上	2	100	350	5	0.02	100
中	0.5	20	250	3	0.01	10
下	0.05	10	150	1	0.002	0

注 a 单位沉积面积(电极+衬底+沉积室壁)的活性气体(如 SiH₄、GeH₄或 Si₂H₆)流量。

b 氢稀释度 R, 定义为氢与活性气体流量之比(如 H₂/SiH₄)。这些是经验数据, 不是理论计算, 代表数据发表时的结果。

① 1 Torr=133.3 Pa。

压力范围通常在 0.05~2 torr 之间。制备均匀沉积层时压力较低, 制备多晶硅薄膜时压力较高。多数情况下沉积 a-Si 薄膜的压力在 0.5~1 torr 之间。对于电容性耦合反应器, RF 功率应在大约 10~100 mW/cm² 之间, 低于 10 mW/cm² 时等离子体难于维持, 沉积速率越高需要的功率越高。但功率超过 100 mW/cm² 时, 气体中的反应速度加快, 产生的多氯化硅粉末会污染生长的 Si 薄膜。使用甚低压力或高氢稀释度可以使这个问题得到缓解。

衬底温度通常设置在 150~350°C 之间。在较低得衬底温度下沉积的薄膜含 H 量较高, 这会使 a-Si:H 的带隙稍有增加, 如图 2.3-40 所示。但较低的衬底温度(小于 150°C)会加重多氯化硅粉末的形成, 除非采用高的氢稀释度。在较高衬底温度下, 薄膜中含氢量较少, 带隙稍有降低。这是因为较高温度下生长过程中吸附于表面扩散率得到热强化, 硅的网络更加理想而且结合的氢更少。三结太阳能电池中的顶电池需要较宽的带隙材料, a-Si/a-SiGe 选层电池的顶电池的 i 层需要较窄带隙的 a-Si。但温度高于 350°C 时材料质量恶化, 这是因为在较高温度下氢对悬挂键的钝化效果减小。

在 a-Si 沉积中, RF 辉光放电反应器中的电极间隔通常为 1~5 cm 之间。较小的间隔得到的沉积层均匀性较好, 而较大的间隔对维持等离子体更有利。气体流量由沉积速率和反应器极板面积决定。直接进入反应室的气体中的部分硅原子沉积在衬底上和反应室壁上, 其余被泵抽出。制造商当然希望气体利用率更高(较低的气体流量和较高的 RF 功率), 但使用线性流量时会牺牲下游面积 a-Si 薄膜的沉积质量。在电极面积为 200 cm² 和 a-Si 沉积速率为 1 Å/s 的 R&D 型沉积系统中, SiH₄ 的典型流量为几 sccm (1 atm, cm³/min)。很容易算出, 电极直径 16 cm、电极间距 2.54 cm、SiH₄ 流速 1 sccm (或该反应室中流速 0.005 sccm/cm²)、沉积速率为 1 Å/s 的气体利用率为 11%。

生长高质量 a-Si 薄膜的另一个重要方面是减少氧、碳、氮或金属元素对薄膜的污染。幸好由于非晶硅中键网络的灵

活性使 a-Si 中所容许的污染水平远高于对应的晶体材料。图 2.3-53 中电池(本征层带隙 1.84 eV)的二级离子质谱(SIMS)测量显示, 本征层的 O、C 和 N 浓度分别约 1.3×10¹⁹、2.2×10¹⁸/cm³ 和 7×10¹⁷/cm³。尽管这些污染物的水平较高, 但电池效率仍然很好, 表明这是 a-Si 薄膜电池 i 层的典型杂质水平。但当 i 层污染物高于这个水平时, 器件性能(特别是填充因子)会因光子载流子扩散长度降低而受到影响。

为了了解和监测 PECVD 薄膜生长过程, 常用光发射光谱仪、光吸收光谱仪和残留气体分析仪等多种光谱仪器测量反应器中的等离子体和各种组分, 其中 SiH₃ 基团对高质量 a-Si 薄膜性能的影响最大。这些光谱仪对研究和监测薄膜生长过程的活性物质及污染物非常有用, 对工艺控制特别有用。

根据特殊需要和沉积要求, RF 辉光放电系统可以设计成不同几何形状。在 R&D 系统中衬底和电极通常水平放置, 在生产系统中衬底通常垂直放置(有利于高产率)。

2.3.3 不同频率的 PECVD

标准 RF-PECVD 的频率为 $f=13.56$ MHz, 这是联邦政府和国际权威机构规定的频率。但可以对 DC($f=0$)、低频($f<1$ kHz)、甚高频(VHF)($f\sim 20\sim 150$ MHz)和微波($f=2.45$ GHz)等更大频率范围进行研究。RCA 实验室早期在非晶硅研究中使用的 DC 辉光放电, BP Solar 公司目前还在生产中使用。目前使用得更为广泛的是 RF、VHF 和 MW-PECVD 等 AC 辉光放电, 因为 AC 辉光放电的电离效率高, 等离子体相对容易维持。VHF 和 MW 沉积具有更高的沉积速率, 因此在最近的非晶硅薄膜、特别是微晶硅和多晶硅薄膜研究中被广泛采用。

2.3.3.1 VHF-PECVD

瑞士的纳沙泰尔(Neuchatel)大学研究小组是 VHF-PECVD 技术的先驱者。图 2.3-42 表示 a-Si:H 薄膜的沉积速率随等离子体激发频率(恒定等离子体条件下)呈线性增加关系。这个方法的关键是, 较高的激发频率能以超过 10 Å/s 的速率沉积 a-Si 薄膜而不产生多氯化物粉末。在较低频率下沉积速率随 RF 功率增加而增加。可以相信, VHF 等离子体高速无粉末沉积 a-Si 薄膜的机理与等离子体中电子能量分布函数的高能尾端的强化作用有关。

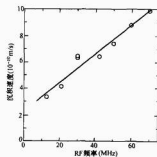


图 2.3-42 a-Si:H 薄膜的沉积速率与 RF 激发频率之间的关系(功率恒定)

使用 VHF 沉积已经获得了高质量的薄膜和器件。图 2.3-8 比较了低频和高频、低 RF 功率和高 RF 功率有本征层的单结太阳能电池, 其他沉积条件相同。在低功率条件下沉积的太阳能电池性能是类似的, 在高功率条件下, VHF 沉积的器件具有优异的初始效率和稳定性。使用 VHF 高速率沉积能够制备高质量 a-Si 材料对大规模高产太阳能电池制造

是非常重要的。

表 2.3-8 太阳能电池性能比较

激发频率 (MHz)	沉积速率 (Å/s)	电池初始功率 (mW/cm ²)	衰减 (%)
RF (13.56)	0.6	6.6	14
VHF (70)	10	6.5	10
RF (13.56)	16	5.3	36
VHF (70)	25	6.0	22

注 1 Å=10⁻¹⁰ m。

虽然 VHF 沉积具有高速率生长的优点,但 VHF 工艺至今还未用在大规模生产中。在制造中存在着两个重要的挑战:①在规模化大衬底上的沉积层不均匀,当电极尺寸与 RF 的半波长相当时,电极上可能形成 RF 驻波;②VHF 耦合问题,在发生器和大电极间与 VHF 功率很难形成耦合,目前这一领域已获重大进展。

2.3.3.2 微波辉光放电沉积 (MW-PECVD)

2.45GHz 微波频率下的 PECVD 可以获得非常高的沉积速率,当 MW 等离子与衬底直接接触时,沉积薄膜的光学性能比 RF 沉积薄膜差,而且不适用于高效太阳能电池的本征层。远距离 MW 激发也得到了高质量薄膜,在远距离等离子沉积过程中,衬底放在等离子区外面, MW 等离子用来激发或者分解反应室中的 He、Ar 或 H₂ 载气。被激发的载气再继续激发直接进入反应室的 SiH₄ 或 Si₂H₆。这种间接激发过程可以维持 SiH₃ 基团的浓度,而 SiH₂ 和 SiH 等气体基团浓度则可以降到最低。但沉积速率也会随着等离子距离增大而降低。MW-PECVD 已在 10MWp 三结太阳能电池生产线的 i 层沉积中得到应用。MW-PECVD a-Si 薄膜的结构和光学性能一般比 RF 沉积薄膜差。但在非常高的沉积速率下(如 50 Å/s),MW-PECVD 薄膜会优于 RF 和 VHF 沉积薄膜。

2.3.3.4 热丝化学气相沉积 (HWCVD)

国际上对 HWCVD 高速沉积 a-Si 和 μc-Si 薄膜进行了广泛研究。采用改进 HWCVD 工艺已制备出材料性能优异的 a-Si 薄膜。HWCVD 系统类似图 2.3-41 的 RF-PECVD,只是用热丝代替了 RF 电极。在 HWCVD 工艺中, SiH₄ 气体或 SiH₄ 与其他气体(如 H₂ 或 He)混合物直接进入反应室。被加热到高温(约 1800~2000℃)的金属丝把气体催化激发成基团或者离子。硅基团随之扩散进入反应室内并沉积在被加热到 150~450℃ 与热丝相距几厘米远的衬底上。试验表明 HWCVD a-Si 薄膜中的 H 浓度相当低,而光诱导衰减的稳定性与 RF-PECVD 薄膜相比有所提高。改进的 HWCVD a-Si 已经用作 n-p 太阳能电池的本征层,并获得了初始效率约 10% 的太阳能电池。虽然还没有得到大规模应用,但 HWCVD 是一种有希望的技术,其高速率(150~300 Å/s)沉积 a-Si 和 a-SiGe 薄膜的能力以及制备微晶硅和多晶硅薄膜获得的良好结果受到了普遍重视。HWCVD 存在的问题:一是 HWCVD 薄膜的均匀性比 RFPECVD 薄膜差;二是加热丝需要改进以降低生产中的维修时间;三是 HWCVD 太阳能电池的效率较低。

2.3.5 其他沉积方法

除了 PECVD 和 HW 沉积方法外,其他沉积 a-Si 薄膜的方法也得到了研究,例如:①采用硅靶和氢氩混合物的反应性溅射沉积;②电子束蒸发(有同氯化法辅助);③自发式化学气相沉积;④紫外激发和汞敏化剂的光 CVD;⑤远距离等离子化学气相沉积;⑥电子回旋共振(ECR)微波沉积;⑦脉冲激光沉积;⑧气体喷射沉积。上述方法产生

的 a-Si 薄膜或太阳能电池质量多数都比 RF PECVD 沉积的薄膜和器件差,因此至今还没有在 a-Si 的规模生产中得到应用。

2.3.6 氢稀释

在 a-Si 沉积中,高氢稀释的硅烷气体混合物能够降低缺陷态密度并提高材料对光照射的稳定性,在高 H₂ 稀释下沉积的 i 层太阳能电池也有更高的效率和稳定性。氢稀释的另外两个作用是:当稀释增加时沉积速率降低;当氢稀释足够强时,沉积的硅薄膜会变成微晶。Ferlauto 等人对不同氢稀释的硅烷所沉积的硅薄膜“相图”进行了仔细研究。图 2.3-43 为基于原位椭圆偏振测量的等离子沉积硅薄膜的结构相图,该图与特殊的 RF 功率、衬底(c-Si)和衬底温度有关。相图参数:硅烷氢稀释度,薄膜厚度 d₀;薄膜沉积在单晶硅衬底上。在较低稀释度(R<10)下,薄膜是非晶,但超过一临界厚度就转变成“粗化”表面。当稀释度增加时,“粗化”转变受到抑制。对于更高的稀释度,生长的薄膜首先取非晶结构。当薄膜增厚时,在非晶母体中开始有结晶形成(产生“混合相”)。最终薄膜完全变成多晶。详细相图与沉积条件有关,特别是与功率和衬底条件有关,但相图结构具有普遍性。

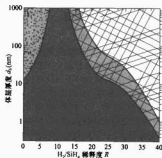


图 2.3-43 等离子沉积硅薄膜的结构相图

氢稀释对薄膜生长过程的影响可能的原因有:①原子氢对生长的薄膜有“刻蚀”作用,从而去除了能量上处于不利位置的较弱的键;②大量氢原子强化了吸附原子通过表面扩散向能量稳定位置移动并形成强键;③原子氢扩散进网络,发生重构并促使形成更稳定结构。同理,足够的氢稀释度导致形成多晶硅。在很多沉积技术中观察到氢稀释具有强化短程有序和长程有序现象,包括 PECVD (DC、RF、VHF 和 MW) 和 HW-CVD。当然不同的沉积技术发生非晶到多晶结构转变的稀释度不同。有实验表明,在接近微晶硅形成的条件下能够沉积出更加稳定的非晶硅。

从非晶硅到微晶硅转变的氢稀释度也与其他沉积条件有关。在更高的温度下(300℃以上),非晶态到微晶态的转变发生在更高的 H 稀释度,这可能是氢在表面上的黏滞系数低的缘故。在较低温度(250℃以下)下,为了得到非晶硅到多晶硅的转变又需要较高的氢稀释度,这可能是生长过程中氢的表面扩散率低的缘故。当 a-Si 在较低温度下和较高 H 稀释度条件下生长时,薄膜中 H 含量高,因此测得的带隙较宽。根据转变曲线的边界(在非晶硅一边)而降低沉积温度,可以沉积出宽带隙 a-Si 和开路电压为 1.053V 的单结 a-Si n-p 电池。可以观察到,在微晶形成的边界附近所沉积材料的结构为中间有序。

2.3.7 合金和掺杂

用 SiH₄ 与 GeH₄、CH₄、O₂ (或 NO₂)、NH₃ 等气体的混合物可以分别沉积出 a-SiGe_x、a-SiC_x、a-SiO_x、a-SiN_x 等

a-Si 合金。在这些合金材料中 a-SiGe 可作为光伏应用的窄带隙吸收层。如图 2.3-40 所示,带隙 E_g 随 Ge 的增加而降低。当 E_g 降低到 1.4eV 以下时,缺陷密度变得很高,不能再作太阳能电池本征层使用。器件级质量的低带隙 (1.3eV 以下) a-SiGe 尚未成功。

另一个问题是沉积层的均匀性。由于锗烷 (GeH_4) 和硅烷 (SiH_4) 在 RF 等离子体中的分解速度不同,薄膜中靠近气体入口侧的锗含量高于气体出口侧的锗含量。这种不均匀性使得大面积制造工艺难于实施。由于 GeH_4 和二硅烷 (Si_2H_6) 的分解速度相近,采用 GeH_4 和 Si_2H_6 混合物已成功地制备出均匀的 a-SiGe 合金薄膜。

在气体中掺磷烷 (PH_3) 可以沉积出 n 型 a-Si 薄膜,掺二硼烷 (B_2H_6)、 BF_3 或者三甲基硼 [$\text{B}(\text{CH}_3)_3$] 可以沉积出 p 型 a-Si 薄膜。因为 p 型层作为窗口层对阳光应该是透明的,所以大多数电池用 $\mu\text{-Si}$ 或 a-SiC 作为最上面的 p 层。非晶 SiC p 层通常采用高氢稀释的 SiH_4 和 CH_4 混合物制备。 $\mu\text{-Si}$ p 层一般采用 PECVD、高 H 稀释和高 RF 功率在相当低的温度下沉积。最佳的太阳能电池 p 层可能是纳晶或者非常接近非晶到微晶的转变区。

2.4 pin 结非晶硅电池物理基础

2.4.1 pin 结器件的电子结构

带边界电子能级图对了解器件物理很重要。图 2.3-44 表示 a-Si:H pin 太阳能电池在暗态和光照下带边界 E_c 和 E_v 的能级图。该图是在程序 AMPS-1D 和描述 a-Si:H 的一组理想参数基础上作出的。开路电压是左界面 ($x=0$) 处的值。 V_{bi} 表示内建电势。p 层的带隙比 i 层带隙稍大 (0.2eV); 计算假定价带和导带在 p/i 界面处的截止是对称的。器件内的电场 $F(x)$ 使所有电子能级 (E_c 和 E_v) 在空间上以同样方式发生变化,其中 E_c 表达式为: $eF(x) = E_c \partial(x)/\partial x$ 。

现在研究内建电场的建立。孤立看, p 型和 n 型材料的费米能级完全不同。假定图 2.3-44 中 p 型 E_F 在 E_c 之下 1.7eV 处, n 型 E_F 在 E_c 之下 0.05eV 处。当把二者组装成 pin 器件时,这些费米能级必须相等才能建立热平衡。n 层把电子送给 p 层,由此建立了内建电场,使 E_c 和 E_v 的能级位置在器件内发生跃迁变化,而费米能级本身保持恒定。费米能级的初始之差变成跨越器件的“内建电势” eV_{bi} , 如图所示^①。光子吸收所产生的电子和空穴在内建电场中按照图 2.3-44 所示方向发生漂移。

图 2.3-44 的计算中假定, p 层的电学带隙为 2.0eV, 而位于中间的 p 本征层和 n 层的带隙均为 1.8eV。使用带隙较宽的 p 层 (a-Si:H 器件中通常希望如此) 可以增加 V_{bi} 和降低该层的光学吸收。因为照射光线一般首先穿过 p 层进入电池,因此该层也被称作电池的窗口层。

2.4.2 吸收层中的光载流子漂移

电场中光生载流子的漂移速度对非晶硅太阳能电池设计影响很大。理想情况下,电子和空穴穿越电池的漂移应当彼此互不影响,电子最终在 n 层被收集,空穴在 p 层被收集。但如果电子和空穴发生复合并产生热,就会损失电池功率。这些损失之一是当光生漂移空穴和电子密度变得足够大时所发生的内电场“塌陷”。图 2.3-45 是用双对数曲线表示的电子

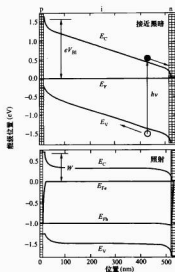


图 2.3-44 开路条件下 pin 太阳能电池带边界和费米能级图

和空穴平均位移 $L(t)$ 与时间 (从它们产生算起) 的关系。图中给出了电场 $F=3 \times 10^4 \text{ V/cm}$ (500nm 本征层在短路电流条件下的值)。这些位移正比于电场。其结果是用激光脉冲“飞行时间”测量的。图 2.3-45 中位移正比于电场。当时间较长时 (在 $L_{e,s}$ 和 $L_{h,s}$) 出现的位移饱和是缺陷产生的电子和空穴深能级陷阱所致。点线为漂移 250nm 需要的时间。

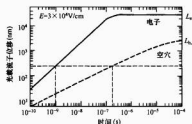


图 2.3-45 a-Si:H 中电子和空穴产生载流子位移 (或漂移长度) 与室温下产生时间的关系

首先考虑电子行为。早先只把位移与时间看作简单的正比关系,所以写为: $L(t) = \mu_e F t$ 。其中, μ_e 为电子迁移率,约为 $1 \text{ cm}^2/\text{Vs}$, 远低于晶硅中的电子迁移率 (t 在室温下约为 $1000 \text{ cm}^2/\text{Vs}$)。当时间增加时,电子位移在 $L_{e,s} = 3 \times 10^{-3} \text{ cm}$ 处饱和。这个效应由电子被深能级陷阱捕获引起^②。

现在研究这些电子参数在短路电流条件下对非晶硅电池性能的影响。重点研究电池在太阳照射下电荷的建立过程。如果“空间电荷密度”太大,跨越电池间的电场将“塌陷”。塌落的电场会降低电池收集载流子的范围,因而降低了电池的效率。

从短路条件下电子的运行时间开始,如果吸收层 (未掺

① 忽略了界面偶极子。

② 深能级陷阱的定量研究涉及用电场 E 对漂移长度 $L_{e,s}$ 测量值的归一化,它产生了“深能级陷阱迁移率与寿命乘积” $\mu\tau$, $t_{\text{res}} = L_{e,s}/E$ 。 $L_{e,s}$ 与未掺杂 a-Si:H 中缺陷密度成正比。

杂)的厚度为 $d=500\text{nm}$, 内建电势 $V_{\text{bi}}=1.5\text{V}$ (如图 2.3-44), 那么暗态下电场 $E \approx V_{\text{bi}}/d$ 约为 $3 \times 10^4 \text{ V/cm}$ 。图 2.3-45 中的 E 就是使用这个值。在吸收层中间位置产生的光生电子大约运行了 250nm 到达 n -层 (穿越图 2.3-44 向右运动)。从图 2.3-45 看出, 电子穿越吸收层的典型运行时间 t_T 约为 1ns 。

用 1ns 的运行时间大致估计在太阳照射条件下电子的总电荷为多少。用公式 $Q = j_{\text{sc}}/2$ 表示, 式中 Q 为吸收层中的总空间电荷 (每单位电池面积), 系数 2 表示电子和空穴携带的电量相等。对于 $j_{\text{sc}}=10\text{mA/cm}^2$ 的短路条件, 得到 $Q=5 \times 10^{12} \text{ cm}^{-2}$ 。为了求出内建电场是否受这个空间电荷密度影响, 把它与掺杂层附近的内建电荷密度 σ_{bi} 进行比较。 σ_{bi} 为内建电场中实际产生的电荷。用这个平行板电容器中电荷密度的标准式, 得到 $\sigma_{\text{bi}} = \epsilon_0 \epsilon_r V_{\text{bi}}/d$ (ϵ_r 为介电常数, ϵ_0 为“真空中相对介电常数”, 对硅而言, 它们的乘积为 10^{10} V/m)。由此得到 $\sigma_{\text{bi}} \approx 3 \times 10^6 \text{ cm}^{-2}$ 。由于 σ_{bi} 比电子的漂移空间电荷 σ 大 6000 倍, 因此得出结论: 漂移电子对内建电场并没有重大影响。

现在来考虑空穴。要特别注意两个问题: 其一, 图 2.3-45 中的空穴漂移远小于 (数量级差别) 电子漂移; 其二, 它与电子的性质差别很大, 空穴位移与时间不成正比。相反, 空穴位移 $L(t)$ 随时间按照特殊的指数定律而增加

$$L(t) = K(\mu h/\nu)(\nu t)^\alpha \quad (2.3-10)$$

式中: 系数 K 的数值约为 1。这种耗散类型实际上在非晶半导体中相当普遍。 α 是“耗散频率”, μh 是“空穴的微观迁移率”, ν 是“逃逸频率”。室温下 $\alpha\text{-Si:H}$ 的参数 $\alpha=0.52$, $\mu h=0.5\text{cm}^2/\text{Vs}$, $\nu=8 \times 10^{10}/\text{s}$ 。

对于 $\alpha\text{-Si:H}$ 来说, 空穴耗散输运可以用空穴“陷阱”被局域化解释, 指数分布的带尾态恰在价带之上 (见图 2.3-39)。耗散参数 α 与价带尾宽度 ΔE_V 的关系由公式 $\alpha = (k_B T/\Delta E_V)$ 表示, 其中 $k_B T$ 是热能 (k_B 是波尔兹曼常数, T 为开氏温度)。 $\alpha\text{-Si:H}$ 中的电子是耗散输运性质, 但只在室温以下才表现出来。

在太阳照射条件下空穴建立的空间电荷究竟多大。用在电子中的简单“运行时间”计算对耗散输运并不适用。研究空穴建立的影响需要用计算机模拟。在图 2.3-46 中, 给出了四种光强 $F(x)$ 变化的电场分布, 假定光通过整个吸收层的吸收是均匀的。图 2.3-46 中, 整个 i -层均匀吸收 ($\alpha=5 \times 10^3/\text{cm}$), 并标明了对应的光生率。在低光强下, 本征层中电场接近均匀 (它距起始处 20nm), 整个 i -层的电场是相当均匀的。当光照强度 (和电流密度) 提高时, 空穴密度 (和

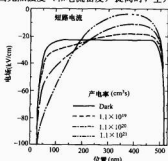


图 2.3-46 不同照射强度和短路条件下计算图 2.3-44 pin 太阳能电池的电场分布

正电荷) 提高, 电场在靠近 n -层处电场塌陷到几乎为零, 它自起始处 520nm 。在靠近 p -层处电场变得较强。在最高强度处, 充分收集的光电流密度为 11.5mA/cm^2 , 它与太阳照射时的基本相同。在最高光强下, 电池背面 (n -层附近) 发生电场“塌陷”。

2.3.3 pin 结太阳能电池吸收层设计

本节讨论如何确定吸收层 (或者“本征层”) 厚度。图 2.3-47 是非晶硅 pin 电池输出功率如何随本征层厚度变化的计算结果, 其中入射光子流为 $2 \times 10^{17}/\text{cm}^2 \text{ s}^{-1}$ 无背反射。不同曲线表示吸收系数从 $5000/\text{cm}$ 到 $100\,000/\text{cm}$ 的单色光 [对应光子能量为 $1.8 \sim 2.5\text{eV}$ (见图 2.3-32)] 照射结果。所有曲线计算时所用光子流相同, 在实验上可以用激光获得这种照射条件。光子能量可以在 $1.8 \sim 2.3\text{eV}$ 之间进行调制, 阳光的情况更为复杂。

首先讨论通过 p -层 (图 2.3-47 中实心符号) 的照射结果。对于足够薄的本征层, 功率正比于吸收光子数 (即厚度 d 和吸收系数 α 之积)。在这个条件下填充因子接近理想值 0.8。

随着电池厚度的增加, 功率会达到饱和。首先考虑强吸收情况 ($\alpha=100\,000/\text{cm}$ 在图 2.3-32 中对应的光子能量约为 2.3eV)。功率饱和发生在厚度大于 100nm 处, 它是光子被吸收的典型距离。由于更厚的电池吸收的光并不能增加很多, 因此功率停止增加。

对于弱吸收情况 ($5000/\text{cm}$ 对应图 2.3-32 中的光子能量 1.8eV), 当本征层 300nm 厚时发生功率饱和。这个收集长度来自图 2.3-46 中的电场塌陷区域。最强的电场塌陷靠近 p -层, 靠近 n -层较弱。电子和空穴复合在弱电场区占优势, 但不明显。这可解释为: 在电场接近零的区域, 电场产生的漂移过程对光生电子和空穴密度并不起决定作用。由于电子和空穴产生率相同, 其密度相等, 在照射条件下持续产生直到它们彼此复合率 R 与产生率 G 相等 ($G=R$)。值得注意的是, 这些条件也适用于其他薄膜材料的光电导测量中。电子和空穴漂移的不对称性可以解释为什么非晶硅 pin 太阳能电池从 p -层照射时效率更高。在图 2.3-47 中还给出了 (空心符号) 从 n -层照射电池的功率计算结果。首先考虑弱吸收光 ($5000/\text{cm}$) 的结果。在这种情况下, 通过电池整个厚度的光生载流子基本上是均匀的, 而且电池并不“知道”从哪一边照射。因此, 从 p -层照射和从 n -层照射基本上相同。

现在考虑强吸收 ($50\,000/\text{cm}$) 的情况。当电池比吸收长度 (大约 200nm) 更薄时, 光生载流子基本上是均匀的。从 n -层和从 p -层照射时的功率又一次表现出无差别。但对于厚电池, 从 n -层照射的功率比从 p -层照射的功率有显

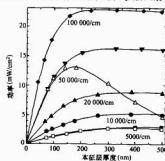


图 2.3-47 pin 太阳能电池输出功率与本征层厚度关系
实心: 从 p -层侧照射; 空心: 从 n -层侧照射

著降低。功率降低是因为空穴通过漂移到达p层的距离比通过p-层时产生所漂移的距离更远。缓慢漂移的空穴构建起电荷并造成“塌陷”，导致了复合和功率损失。

2.4.4 开路电压

在图2.3-48(a)中，给出了a-Si:H太阳能电池的开路电压(V_{oc})与本征吸收层的带隙关系。测量是在标准条件下进行的，带隙变化大多数情况是掺杂所致，测量数据来自几个实验室。这个图对理解a-Si:H太阳能电池效率非常重要。对每一个吸收的光子而言，太阳能电池给出的能量为 $E = (FF) eV_{oc}$ 。关系 $V_{oc} = (E_g/e) - 0.80$ 表示大多数a-Si:H电池电压比带隙低0.80V。由此可以大致估计电池的输出功率。对于一个500nm厚、带隙1.75eV的电池，图2.3-32表示太阳照射下电池吸收的典型光子携带的能量为 $h\nu \approx 2.5$ eV。因为填充因子小于1，故电池输出的能量中每个光子不可能大于0.95V，所以吸收能量的60%以上必然损失在电池中。由于开路电压与a-Si:H太阳能电池厚度和照射强度依赖关系不大，因此图2.3-48中 V_{oc} 与带隙的关系比较简单，而电池情况和测量条件并不重要。例如，在图2.3-47中，开路电压改变约10% (0.9~1.0V)，而输出功率自1变化到20mW/cm²。

对很多电池还有另一种简化。a-Si:H太阳能电池的最好开路电压曾达到其“本征极限值”，表示这些最好值并不受p型和n型电极层的限制，而是本征层的本征特性。

图2.3-44中能量曲线与 V_{oc} 以及厚度与 V_{oc} 仅是一种弱依赖关系。图2.3-44的下图表示具有均匀吸收的电池在开路条件下的带边能级 E_C 和 E_V 的计算曲线。图中显示出没有费米能级，因为电池不在热平衡状态，而是暴露于光。相反，显示出电子和空穴的准费米能级 E_{Fe} 和 E_{Fh} ，应注意，这些准费米能级在p-层左边界和n-层的右边界合并在一起，这种合并意味着普通费米能级可以在这些位置确定，尽管有光照。乘积 eV_{oc} 是这两个费米能级之差，如图2.3-44所示。光照太阳能电池类似普通蓄电池，其两端也维持着不同的费米能级。电子和空穴的准费米能级 E_{Fe} 和 E_{Fh} 的定义如下。电子的准费米能级 E_{Fe} 可写为

$$n = N_C \exp[-(E_C - E_{Fe})/k_B T] \quad (2.3-11)$$

式中： n 为导带中可动电子密度（即图2.3-39中导带的阴影区）； N_C 为导带的有效态密度（1/cm³）；用空穴准费米能级 E_{Fh} 和价带的有效态密度 N_V 可以写出空穴密度 p 的类似表达式。

有趣的是，电池中空穴准费米能级几乎是常数（见图2.3-44），只有在n-层中它与 E_{Fe} 会合的地方才有大小变化。同样，除了p-层附近，电子准费米能级也是常数。准费米能级是常数意味着电池中的准费米能级很大程度上决定了开路电压 V_{oc} 。图2.3-44中还表示出，电池中的带边电势基本上是恒定的，而且电场很弱。在这种无场区中，电子和空穴的光生载流子密度是相等的，并且由复合和光产生率相等的条件所决定。这些基本过程决定了本征极限电压的 V_{oc} 。

现在讨论测量的 V_{oc} 与照射强度的关系。图2.3-48(b)给出了最近的一些测量结果。通过使用“中密度”滤波器改变光强，使所有光子能量以同样程度衰减。依据短路电流密度与光强成正比的关系用短路电流密度 J_{sc} 代替光强。首先考虑最上面的测量（刚沉积的最好p/i界面）。 V_{oc} 与入射光子流 F 的对数关系是典型光二极管的性能。对此样品，缺陷决定着曲线的斜率。图2.3-48中（光照下最好的p/i）的第二根线表示依赖关系如何随光照时间的延长而变化。有趣的是，在充足阳光照射下（约10mA/cm²）， V_{oc} 与 $\ln(J_{sc})$ 的两条

关系曲线之差非常小（约0.02V），缺陷对电子和空穴运动的影响比较小。这是 V_{oc} 与带隙或简单关的部分原因。

前面讨论的是本征极限的开路电压。低开路电压的a-Si:H太阳能电池制造很容易。图2.3-48还表示出，人为在p/i界面加入缺陷（空心方块）的 V_{oc} 与 $\ln(J_{sc})$ 关系曲线。这个电池与刚沉积的、有最好p/i界面（实心圆）的电池有相同的本征材料，因界面的影响， V_{oc} 与 $\ln(J_{sc})$ 的曲线斜率显著降低。

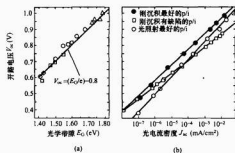


图 2.3-48 V_{oc} 与短路电流密度 J_{sc} 关系

(a) a-Si:H基太阳能电池开路电压与光学带隙之间的关系；
(b) nip 太阳能电池的开路电压

劣质p/i界面降低 V_{oc} 的物理机制是，产生于本征层的光生空穴流到了p/i界面并与电子复合。空穴的定向流动意味着p/i界面附近空穴准费米能级有梯度，它使 V_{oc} 降低到本征极限值以下。这个能级梯度在图2.3-44也可见到。

空穴电流与电子电流是要达到严格平衡的。而电子是从本征层热反射出来并超过p/i界面的静电势垒。这个热离子过程可从图2.3-44下图想象：电子从本征层的准费米能级 E_{Fe} 发射出来，越过p/i界面的静电势垒（ $W=0.6$ eV）。

用掺硼硅薄膜可以得到开路电压最高的底电池，这种材料一般是含非晶相的多晶。在上衬底太阳能电池中使用掺硼非晶SiC合金（a-SiC:H:B）获得了最好的开路电压。为了获得高开路电压，不仅要采用a-SiC:H:B_p层，还要在p-层和本征层之间加未掺杂的a-SiC:H“缓冲层”。缓冲层阻碍了电子向p-层发射，与前面p/i界面效应中的“热离子发射”模型一致。

2.4.5 a-Si:H太阳能电池的光学设计

通过背反射器和衬底结构设计可以提高非晶硅基太阳能电池功率输出。背反射器能够增加太阳能电池的输出功率。图2.3-49(a)中两组曲线表示吸收系数分别为5000/cm（黑色符号）和50 000/cm（灰色符号）的单色光[光子流 $2 \times 10^{17}/(cm^2 \cdot s)$]照射结果，背反射率不同并忽略了干涉效应。图中理想背反射器使弱吸收光[图2.3-49(a)中为5000/cm]的功率输出增加一倍，忽略了电池顶部的光干涉和“反射”，光通过电池到达背反射器上，光被反射回电池顶部。背反射器对强吸收[图2.3-49(a)中50 000/cm]光没有影响，因为这种光根本“看”不到背反射器。当厚度、光照吸收长度和空穴收集长度可以比较时，即在100~300nm厚度范围50 000/cm强吸收照射所发生的情况，背反射器的影响是相当复杂的。

对于弱吸收光，简单平面结构的背反射器使收集功率增加约两倍。通过“陷光”可能提高更多的倍。一束传进介电质中的光可以通过介质/空气界面上的总内反射被捕获。这个原理与光纤相同：从一端进入光纤纤维的一束光可以在

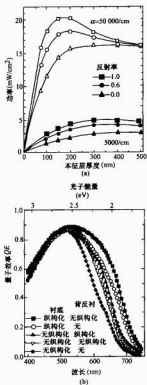


图 2.3-49

(a) pin 太阳能电池的输出功率与本征层厚度关系; (b) 在相同条件下沉积的 nip 太阳能电池的量子效率 (QE) 谱。但衬底的织构化和背反射不同电池结构为: TCO/p/i/n/TCO/glass/Ag, Ag 为背反射材料; 玻璃上面的 TCO 可以是光滑的或织构化的 (14%模幅度) ● (在偏压 1V 下测量)

其中运行几千米。对于太阳能电池来说, 陷光概念意味着, 电池可以完全吸收光, 尽管厚度远小于光波长的吸收长度 $1/\alpha$ 。

可以通过衬底的织构化或粗糙化 (与太阳基本波长量级相同的尺寸) 实现非晶硅及其他太阳能电池的陷光作用。陷光的概念是, 光被不规则的织构化形貌随机反射和散射引起内反射。织构化薄膜中的“统计陷光”指出, 光在理想反射表面上的最大增益为 $4n^2$, 式中 n 为薄膜的折射指数, 该式具有普遍性。对于硅薄膜而言, n 约 3.5, 最大增益几乎为 50 倍 (对很弱的光吸收)。

在实践上, 织构化对衬底弱吸收光所获得的光学增益可以达到 10 倍。图 2.3-49(b) 给出了几种不同织构化和背反射的 a-Si:H 太阳能电池的“量子效率”(QE) 测量结果。量子效率定义为, 在特定的光子能量下, 光电流密度 j (A/cm²) 与入射光子流 f 之比

$$QE = j/ef \quad (2.3-12)$$

首先考虑最下面的曲线 (光滑衬底, 无背反射, 黑色菱形符号)。在这个样品中, 入射到 p 层的光或被电池吸收或穿过电池和玻璃衬底离开。量子效率 QE 随光子能量增加而增加直到约 2.5 eV, 这是由于吸收增加所致。加偏压 -1V,

产生的电场阻止光生载流子的复合损失。在 2.5 eV 附近, QE 接近 1, 所有入射光子基本上都被吸收了, 而且几乎所有的光生载流子基本上都被收集了, 结果很灵敏。图 2.3-32 表明, 这个能量下的吸收系数大约 10^4 /cm, 光子在 a-Si:H 顶层表面上大约 100 nm 内被吸收。由于这个长度远小于样品厚度, 所以基本上所有光子都被吸收了。某些光子因玻璃和 TCO 界面的反射而损失并占有损失的绝大部分。

当光子能量大于 2.5 eV 时, 吸收系数继续增加, 光子在 p 层顶面的几十纳米内被吸收。在 p 层或 TCO 中被吸收的绝大部分光子对光电流并无贡献, 所以对更高能量的光子量子效率下降。

现在考虑未织构化的衬底 (模幅度为 0%) 和有光滑背反射的 (空心三角形) 电池。对于弱吸收的光子能量 (2.5 eV 以下), QE 因背反射而增加大约两倍, 对于强吸收光子, 背反射影响很小。图 2.3-49 (a) 的计算机模拟对这些影响作了解释。有趣的是, 使用织构化背反射可以进一步提高 QE。织构化反射器增加了反射光子路径间的典型角度和与衬底垂直的光轴间角度, 因而增加了 a-Si:H 中反射光子的程长和到达电池背面的反射光子的反射机会。最上面的两个曲线 QE 最高, 相应于有织构化的电池。织构化衬底进一步提高了较低光子能量下 QE, 虽然没有达到最大长度 $4n^2$ 。还可注意到, 由于电池前表面反射率的降低, 衬底织构化还提高了蓝光区 (2.5 eV 以下) QE。

由图 2.3-49 看出, 背反射器和织构化降低了低能量光子的入射光子收集阈值约 0.2 eV。用图 2.3-32 可以估计, 对 0.5 μ m 的电池, 收集阈值的降低增加的吸收太阳入射率范围在 420~520 W/m² 之间。估计与测量基本一致表明, 当使用织构化衬底时, 太阳照射下的光生短路电流增加了 25%。在上衬底和下衬底电池的设计中, 织构化、前表面减反射涂层和背反射都非常重要。上衬底电池通常要在透明衬底 (一般为玻璃) 上制备织构化的 TCO 涂层。织构化 TCO 涂层可多种技术制备 (a-Si 电池的 TCO 一般为 SnO₂ 或 ZnO), 然后把半导体层沉积在织构化的 TCO 上。在织构化 TCO 上进行等离子沉积 p 层有一定困难: 氧化物层可能被化学“还原”, 不易获得较理想性质的薄 p 层。最后在半导体层顶面的沉积背反射器一般为两层结构: 薄 TCO 层和反射性, 金属层一般为 Ag (反射率最好) 或 Al (有利于规模化生产)。下衬底电池中的半导体层沉积在背反射器上, 以织构化的银或铝金属化层起始, 再沉积织构化 TCO, 接着沉积半导体层和顶部 TCO 层。

2.4.6 光照下的电池行为

现在研究电池在多云色光及太阳光照射下的运行情况。在图 2.3-50 中, 给出了不同厚度和带隙的 pin 太阳能电池 PV 参数 J_{sc} 、 FF 、 V_{oc} 和转换效率 η 的计算值。首先看到, 当带隙减小时 (厚度不变) 短路电流 J_{sc} 增加, 这是由于当带隙降低时 (见图 2.3-40) 红外区的光吸收系数增加。其次, 在 100 nm 以外厚度对短路电流的影响不大, 100 nm 厚度内的吸收占了总吸收的绝大部分。 V_{oc} 随带隙变化的实验结果示于图 2.3-50。有趣的是, 在太阳照射条件下 V_{oc} 基本上与厚度无关, 而太阳照射条件下的填充因子比均匀照射大得多。 V_{oc} 和 J_{sc} 随带隙的不同变化趋势导致带隙 1.45 eV 和厚度 300 nm 电池的最大计算效率约 11.3%。虽然这种忽略了深能级影响的太阳能电池效率计算方法太过理想化, 但给出了带

● 模幅度被定义为入射在薄膜上的光的非相干散射百分比。对于透明薄膜, 绝大部分光无偏离地通过, 模幅度与光子能量关系很大, 形貌差别很大的薄膜可能有相同的模幅度。

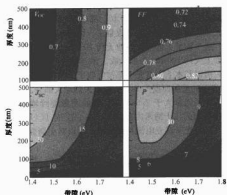


图 2.3-50 不同本征层带隙和厚度的 α -Si:H 基 pin 太阳能电池在 AM1.5 照射下短路电流 J_{sc} (mA/cm^2)、开路电压 V_{oc} (V)、填充因子 FF 和功率 P 的模型计算值 (不包括背反射器或结构化影响)

隙变化的基本趋势和获得更高效率所采用的技术。特别是在单结电池中 V_{oc} 随带隙变化的不利影响可以通过多结太阳能电池避免。

2.4.7 光衰减效应

图 2.3-51 表示一组不同厚度的“下衬底”型电池的输出功率 (标准照射条件), 衬底为不锈钢。结果为初始态电池和 30 000h 照射后的衰减态电池两种 (曲线仅是一种趋势)。初始态电池的功率随厚度提高并在大约 400nm 的厚度时饱和, 与图 2.3-47 的模型基本一致。衰减态电池在厚度约 200~300nm 时电池功率达到最大值, 更厚时电池功率实际上有所下降。衰减效应与 α -Si:H 中缺陷密度随光照时间增加有关。虽然本节的模型中没有包含缺陷影响, 但可定性地解释为: 衰减效应是光诱导缺陷捕获空穴引起, 而不是价带尾态捕获空穴所引起。厚度大于 300nm 时衰减态中出现了功率“尖峰”, 其原因有待研究。

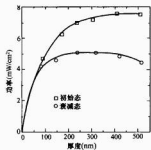


图 2.3-51 一组不同本征层厚度的 nip 太阳能电池的功率输出

2.5 多结太阳能电池

2.5.1 多结太阳能电池的优点

非晶硅太阳能电池可以形成迭层多结太阳能电池。这对非晶材料是非常成功的, 一是需要晶体异质结要求的晶格匹配; 二是带隙可通过合金进行调整。图 2.3-34 表示一个串联的两结 (即两个 pin 结光二极管) 迭层电池。多结非晶硅太阳能电池的转换效率比单结电池高并已经实现了商业化生产。

多结太阳能电池的基本概念是“光谱分离使用”。现在研究第一个 PIN 结顶上沉积第二个 PIN 结所发生的情况。第二个 PIN 结 (顶电池) 吸收了一部分光子 (滤波作用), 其余光到达底电池。在图 2.3-32 中说明了这种滤波效应, 500nm 的 α -Si:H 层基本上吸收了能量大于 2eV 的几乎所有入射光子, 而较小能量其余光子透过。PIN 结顶电池的厚度可以进行调整, 使它过滤掉大约一半的光子, 其余的光在 PIN 结底电池中被吸收。由于 PIN 结顶电池吸收的光子具有相当的能量, 因此可以用大带隙材料作该结的吸收层, 顶电池的开路电压比底电池大。这就是“光谱分离使用”效应。

举例说明。一迭层电池的底电池材料电学带隙为 1.55eV, 顶结材料的电学带隙为 1.80eV。在没有顶结时, 1.55eV 结可以给出 0.65V 的开路电压和 $J_{sc}=20\text{mA}/\text{cm}^2$ 的短路电流密度。假定填充因子 (FF) 为 0.7, 则输出功率为 $9.1\text{W}/\text{m}^2$ 。当形成迭层电池时, 每一结的电流减少为一半, 但开路电压将增加一倍以上: ($V_{oc}=0.65+0.90=1.55\text{V}$)。输出功率升高为 $11.2\text{W}/\text{m}^2$ ——光谱分离使输出功率提高了 19%。

由最佳带隙匹配的理想半导体组成的单结、双结和三结太阳能电池在聚光条件下的最大效率分别为 31%、50% 和 56%。图 2.3-52 是 α -Si:H 双结迭层电池的计算机模型转换效率轮廓线, 两轴为顶电池和底电池的带隙。最好效率超过 20% 的电池是由本征层带隙 1.8eV 的 PIN 顶电池和本征层带隙 1.2eV 的 PIN 底电池组成。当然实践中还未实现这些结果。

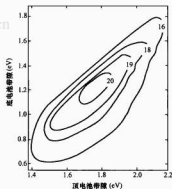


图 2.3-52 顶电池和底电池带隙 E_G 不同的 α -Si 迭层电池的转换效率轮廓线

α -Si 多结电池效率超过单结电池的原因, 一是光谱分离效应; 二是优化的多结电池 i -层比单结电池中的 i -层薄, 如图 2.3-50 所示, “结变薄”意味着每个结的填充因子都比优化的单结器件好, 而且电池初始效率和稳定效率变化都较小; 三是多结电池的工作电压较高, 工作电流较低, 降低了电阻损失。

制造多结电池比单结电池面临着更多的挑战。光谱分离效应使多结电池性能对入射光谱更加敏感。这要求带隙控制和各层的厚度控制必须更加严格。此外, 多数多结电池都有 α -SiGe 合金, 要用到储氢气体, 储氢比硅烷昂贵许多倍且毒性高, 使用这些气体时需要有严格的安全措施。综合看, 多结电池效率高和稳定性好的优点超过了缺点。

2.5.2 采用合金法改组电池带隙

通过 a-Si 与 Ge、C、O 和 N 等元素形成合金可以得到不同带隙的非晶合金材料, 这为选择适当的带隙材料制造高效太阳能电池创造了条件。当合金中的 Ge 量改变时, a-SiGe 合金的带隙可以在 1.7~1.1eV 之间进行连续调整, 因此 a-SiGe 合金可以用作多结电池中低带隙电池的吸光层。根据图 2.3-52 的轮廓线, 选择带隙约 1.2eV 有望获得最大效率。遗憾的是, 当 a-SiGe 合金带隙降低到 1.4eV 以下时, a-SiGe 的光电子质量迅速下降, 至今尚未证明这些材料可在光伏上应用。

图 2.3-53 表示 i 层 Ge 浓度不同的 a-SiGe 太阳能电池的 $J-V$ 特性 (厚度相同且没有背反射器), i 层带隙用图例表示。这些电池的填充因子分别为 0.70、0.62、0.55 和 0.43, 对应的 i 层带隙分别为 1.84、1.65、1.50eV 和 1.37eV。当 i 层带隙因 Ge 含量增加而降低时, V_{oc} 下降且 J_{sc} 上升, 与图 2.3-50 的趋势一致。图 2.3-54 表示相同的 a-SiGe 电池的 QE 曲线 (一个曲线与有背反射器的电池相同, 一个曲线与有微晶硅 i 层的电池相同)。当带隙降低时, J_{sc} 进一步增加, 而 QE 只在长波段增加。

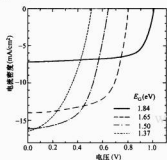


图 2.3-53 i 层 Ge 浓度不同的 a-Si 和 a-SiGe n-i-p 太阳能电池的特性

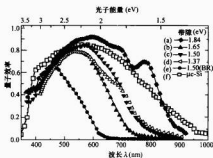


图 2.3-54 a-Si 和 a-SiGe 单结 pin 太阳能电池量子效率 (QE)

a—1.84eV 的 a-Si i 层; b—1.65eV 的 a-SiGe i 层; c—1.50eV 的 a-SiGe i 层; d—1.37eV 的 a-SiGe i 层; e—1.50eV 的 a-SiGe i 层, 器件沉积在背反射器上 (BR); f— μ c-Si 层

当带隙降低时电池的填充因子也降低, 这是由合金中的缺陷密度增加引起。当 i 层中缺陷密度增加时, 该电池性能

主要受光生载流子被缺陷捕获控制, 而不是带尾捕获控制。可以大致认为, 缺陷捕获是降低“收集长度”, 从而决定本征层的有效厚度 (见图 2.3-47)。

当 Ge 含量增加时, a-SiGe 的带隙可以降低到 1.4eV 以下 (见图 2.3-53 中的 1.37eV 电池的 $J-V$ 曲线), 其填充因子迅速变坏。在这种情况下, 与 1.50eV 电池相比, 即使吸收了更多的光子, 短路电流密度并不增加, J_{sc} 没有随带隙的进一步降低而增加是因为光生载流子的复合变得比光生载流子产生更加重要。

与 a-Si 的沉积类似, 用高氢稀释制备的 a-SiGe 薄膜和器件质量更高、光稳定性和更好。窄带隙 a-SiGe 材料的光电子性能比 a-Si 差。

2.5.2.1 带隙渐变

采用带隙渐变提高空穴的收集率从而提高 a-SiGe 电池的填充因子。在这个设计中, 通过 i 层厚度方向 Ge 含量的变化可以产生不对称的“V”型带隙分布, 带隙较宽的材料紧靠 n 层和 p 层, 带隙最窄的平面更靠近 p 层 (光子由此进入器件)。这种渐变结构可以使 p 附近吸收更多的光, 使“较慢”的空穴运行得更远从而得到充分吸收 (见图 2.3-40)。同时带阶倾斜有利于 i 层中间以及靠近 n 边的 i 层中产生的空穴向 p 层移动。当使用背反射器和适当氢稀释条件下生长薄膜和产生带隙渐变时, 能够制备出电流密度高达 24.4mA/cm² 的 a-SiGe 电池 (三结电池的底电池为 27 mA/cm²)。

2.5.2.2 a-SiC 合金

通过改变 C 含量可使 a-SiC 的带隙在 1.7~2.2eV 之间变化。大量研究表明, a-SiC 不适用于多结电池的顶层电池 i 层。光照后 a-SiC 的带隙会增加到超过 a-Si, 这是一种缺陷严重的材料, 使用时必须很薄, 而此极薄层吸收的光不足以达到最佳值。目前三结电池中用的宽带隙材料是含高浓度氢的 a-Si (用较低衬底温度和氢稀释获得)。

2.5.3 a-Si/a-SiGe 叠层和 a-Si/a-SiGe/a-SiGe 三结叠层太阳能电池

a-Si 光伏中的多结电池有几种类型。a-Si/a-Si 双结 (同带隙叠层) 太阳能电池, 材料成本比 a-SiGe 叠层电池低但效率也较低; a-Si/a-SiGe 双结电池和 a-Si/a-SiGe/a-SiGe 三结。后两种电池使用光谱分离法收集阳光, 获得了较高的转换效率。表 2.3-9 列出了较详细的资料, 其中三结 a-Si (1.8eV) /a-SiGe (1.6eV) /a-SiGe (1.4eV) 太阳能电池是迄今最高效率的 a-Si 电池。图 2.3-55 表示生长在不锈钢箔上的三结下衬底电池^①, 上衬底型叠层电池 (玻璃衬底) 如图 2.3-34。两种情况下光均从 p 层进入, 这样空穴需要运行的收集距离比电子短。以下将简要介绍两种常用的设计和典型的沉积工艺。

在不锈钢衬底上沉积的 n-i-p 电池时, 首先用溅射或蒸发在衬底上沉积反射金属层, 接着用溅射沉积 ZnO 缓冲层。银一般作为研究电池的反射层, 因为银的发射率高, 而铝一般用于生产中, 因为铝的生产成本率低。金属层在高温 (300~400℃) 下沉积, 金属膜中的自分凝效应会自然形成暗光所要求织构化。然后将样品转移到 RF-PECVD 系统中沉积半导体层。首先沉积 n-i-p 底电池 (a-SiGe i 层带隙 1.4~1.5eV), 接着沉积 a-SiGe 中电池 (i 层带隙 1.6~1.65eV), 最后沉积 a-Si 顶电池 (i 层带隙 1.8~1.85eV), 使用高 H

① 图 2.3-33 为下衬底和上衬底示意图。下衬底电池也称为 n-i-p 性电池, 上衬底电池也称为 p-i-n 性电池, 对应于图例次序。

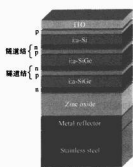


图 2.3-55 三结 n-p 下衬底型太阳能电池的结构

稀释在相对低的温度下沉积本征层，用蒸发或溅射在顶部沉积大约 70nm 的 ITO 层，作为顶电极和减反射涂层。用蒸发或溅射在 ITO 上面沉积金属栅线进一步降低接触电阻。

在玻璃上衬底的 pin 电池中，首先用常压 CVD (APCVD) 等方法在玻璃上沉积织构化的透明导电氧化物层，一般为 SnO_2 或 ZnO 。然后沉积有 a-Si i 层 pin 顶电池，接着沉积 a-SiGe 中电池和窄带隙 a-SiGe 底电池。最后沉积 ZnO 缓冲层和背反射层完成整个结构。

2.5.3.1 电流匹配

在三结电池中，三个分电池单体相选。由于这些分电池通过串联形成一个两端器件，其中电流密度最小的电池在运行中将限制着三结连层的总电流。因而在阳光下每个分电池最大功率点上的电流密度要求匹配（相等）。分电池的短路电流密度 J_{sc} 是匹配的大致参考。在 a-Si/a-SiGe/a-SiGe 三结电池中，a-SiGe 底电池的 FF 通常最低，而 a-Si 顶电池的 FF 通常最高。因而，底电池的 J_{sc} 需要稍稍大于中电池的 J_{sc} ，而中电池的 J_{sc} 需要稍稍大于顶电池的 J_{sc} 。对于最优化的三结电池，底电池和中电池以及中电池和顶电池间 J_{sc} 之差大约为 $0.5 \sim 1 \text{ mA/cm}^2$ 。这是设计电池在工作点上 J_{sc} 值匹配的国际“失配”参考值。为了获得最高的太阳能电池稳定效率，通过调整带隙和分电池 i 层厚度，三结电池需要这样设计：在阳光照射下最大功率点上分电池电流是相等的。

在调整电流匹配时，需要考虑底电池因背反射引起的光强化增益，如图 2.3-54 所示的那样，而中电池和顶电池从背反射中得到的增益较小。

2.5.3.2 隧道结

多结太阳能电池的另一个问题是相邻 pin 电池界面面上的隧道结。这些界面位于 n 型和 p 型之间，可以认为它们的性能与常规 pn 结二极管类似。在此研究者巧妙地利用了 a-Si 材料掺杂增加时产生悬挂键的性能。缺陷在界面一侧捕获的载流子可以简单地通过量子力学隧道效应移向另一侧陷阱。这个过程非常有效，它“短路”了导带和价带的电子输运。因此隧道结掺杂层是其高掺杂层。高密度悬挂键使电池下面的空穴和上面的电子通过隧道效应产生有效复合，如图 2.3-55 所示。这个隧道结在运行条件下是反偏压的，它产生的 V_{oc} 、电阻和光吸收必须小到可以忽略。

2.5.3.3 I-V 测量

在光谱分离的多结太阳能电池 I-V 特性的测试中，对照射光要特别注意^①。一个在标准 AM1.5G 光谱下分电池电流相匹配的三结 pin 电池在不同光源（如钨灯）下可能表现出很

差的特性。三结电池的 J_{sc} 通常接近于 J_{sc} 最小的分电池值，除非是分电池失配大且限制电池的填充因子非常低。三结电池的 V_{oc} 是分电池 V_{oc} 之和（并因隧道结电压而降低）。这里应注意的是，三结电池的底电池全日照时仅产生大约 1/3 的光电流，因此它的 V_{oc} 比全日照时略小（通常约 20mV）。全日照时中电池产生大约一半的电流。三结电池的填充因子对限制电池的填充因子以及分电池电流失配很敏感。失配大使电池的总 FF 较高，而使总电池电流较低。

2.5.3.4 多结电池的量子效率测量

在三结太阳能电池的 QE 测量中，需要加适当的偏置光和电偏压。不加偏置光和电偏压的直接 QE 测量，如单结电池那样，会产生一个“Δ”型的曲线，因为只有当所有分电池同时被照射时电流才可以流过总电池。当要测量某个分电池（如中电池）的 QE 时，通过滤光片（仅让蓝光和红光通过使顶电池和底电池被照射）的 DC 光偏压照射在电池上。在这个条件下，当通过单色光的光被电池吸收时，中电池的电流就被限制了。因而，通过样品的电流就是中电池的电流，即中电池吸收的单色光所产生的 AC 光电流。这个 AC 光电流通过一个斩光器进行调制，因此可以很容易用锁相放大器检测到。其他两个分电池可以同样方法测量，只是使用的滤光片不同而已。当不能施加外电偏压测量电池时，被测量的分电池实际上是处在反偏压下（等于其他两个分电池的 V_{oc} 之和），在这种情况下，QE 曲线是反偏压下电池的 QE 曲线，当分电池有高的 FF 时，大多数情况下接近短路条件下的 QE 曲线。为了在短路条件下测量 QE，需要施加外电压以抵消其他分电池在光偏压产生的电压。图 2.3-56 为这种方法测量的三结太阳能电池的 QE 曲线。分电池的短路电流可以通过在 AM1.5 光谱下的积分 QE 值计算得到。图 2.3-56 外面的曲线通过把三个分电池的 QE 曲线加和得到。比较图 2.3-56 和图 2.3-54 的 QE 曲线，中电池的 QE 曲线与曲线 (b) 和曲线 (a) 之差大致相同，而底电池的 QE 曲线与曲线 (c) 和曲线 (b) 之差大致相同，外曲线与图 2.3-54 中的曲线 (c) 相同。图中表格是在 AM1.5 钨灯照射下测量的分电池短路电流密度 J_{sc} 。

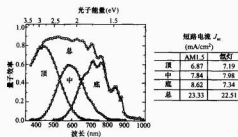


图 2.3-56 典型三结太阳能电池的分电池的量子效率曲线

2.5.3.5 多结电池设计中的分电池匹配问题

以图 2.3-56 中的三电池为例，通常采取以下步骤解决三结电池设计中分电池的电流匹配问题。设计在很大程度上受 a-SiGe 底电池支配。如果该分电池像单结电池那样制备在背反射器上，它的短路电流大约 23 mA/cm^2 ，且 QE 曲线与图 2.3-56 中“总”曲线类似。为了获得三结电池的电流匹配，单结 a-SiGe 分电池（没有背反射器）需要产生大约

① 下衬底电池也称 n-p 型电池，上衬底电池也称 p-n 型电池，与沉积次序对应。见图 2.3-33。

底电池的 $2/3$ 电流。然后通过调整 a -SiGe 分电池 i -层的带隙和/或厚度满足此条件。最后通过调整顶电池的厚度使之达到底电池电流的 $1/3$ (无背反射器)。在这个方法中, 当三个电池串联选在一起时它们的电流相同。在图 2.3-56 中, 每个分电池 QE 曲线的长波性能由各分电池的 i -层厚度和带隙决定, 对底电池, 则由 i -层厚度、带隙和背反射器决定。然而, 中电池和底电池 QE 曲线的短波行为很大程度上分别由顶电池和中电池的厚度和带隙决定, 因为顶电池和中电池对短波 (高能) 光子起到滤波器的作用。顶电池的 QE 短波行为对 ITO 和顶电池 p -层吸收以及电子损失 (被扩散回 p -层并被捕获) 是敏感的。

表 2.3-9 不同实验室制造的小面积太阳能电池效率

结 构	初始效率 η (%)	稳定效率 η (%)	机 构
a -Si/ a -SiGe/ a -SiGe	15.2	13.0	United Solar
a -Si/ a -SiGe/ a -SiGe	11.7	11.0	Fuji
a -Si/ a -SiGe/ a -SiGe	12.5	10.7	U. Toledo
a -Si/ a -SiGe/ a -SiGe	—	10.2	Sharp
a -Si/ a -SiGe	11.6	10.6	BP Solar
a -Si/ a -SiGe	—	10.6	Sanyo
a -Si/ μ c-Si	—	12.0	U. Neuchatel
a -Si/ μ c-Si	13.0	11.5	Canon
a -Si/poly-Si/poly-Si	12.3	11.5	Kaneka
a -Si/ a -SiGe/ μ c-Si	11.4	10.7	ECD
a -Si/ a -SiGe	—	12.4	United Solar

2.5.3.6 高效多结太阳能电池

表 2.3-9 列出了一些实验室制备的多结非晶硅太阳能电池及其效率。多结非晶硅太阳能电池的衰减范围一般为 $10\% \sim 20\%$, 而单结非晶硅太阳能电池的衰减范围通常为 $20\% \sim 40\%$ 。这些电池性能的衰减百分比是在 50°C 、一个太阳强度和 1000h 照射后的数据, 这是目前标定光衰减所使用的标准约定。三结电池衰减减小是因为: ① i -层较薄; ② 每一 i -层吸收仅为总电流的 $1/3$, 因此 i -层的光生载流子复合较少。从表中可以看到, United Solar 公司制备的三结电池的最高稳定效率为 13% 。表 2.3-9 还包括了用 μ c-Si 作为分电池所制备的最好太阳能电池。迄今为止, 采用 VHF 等离子沉积技术制备的 a -Si/ μ c-Si 迭层结构的最高稳定效率达到 12% 。

2.5.4 微晶硅太阳能电池

微晶硅 (μ c-Si) 太阳能电池的研究历史超过 30 年, 用作 a -Si 太阳能电池中的掺杂层超过 20 年。由于晶界缺陷难于钝化, 1992 年以后 μ c-Si 和 poly-Si 太阳能电池才开始大量研究。

图 2.3-54 给出了这种 μ c-Si 电池的 QE 曲线。可以看到, 在长波段 (大于 850nm) μ c-Si 的 QE 大于 a -Si 和 a -SiGe 电池。 μ c-Si 电池产生的光电流已经达到 $26\text{mA}/\text{cm}^2$ 。因而, 这种电池在 a -Si 电池为顶电池的叠层电池中适作底电池。用 μ c-Si 作窄带隙电池以替代 a -SiGe 的优点是: ① 长波区的 QE 较高; ② 光诱导衰减可以忽略; ③ 材料成本较低 (μ c-Si 使用的 SiH_4 比 GeH_4 成本低得多); ④ μ c-Si 电池具有较高的 FF。另一方面, 与 a -SiGe 底电池相比, μ c-Si 的问题是: ① μ c-Si 电池要求厚得多的 i -层 (几微米厚) 吸收阳光, 因为 μ c-Si (间接带隙) 的带间吸收系数比 μ c-Si 低; ② μ c-Si 材料

的沉积速率一般较低, 需要比 a -SiGe 层更长的时间完成厚 μ c-Si 层的沉积; ③ μ c-Si 太阳能电池的 V_{oc} (约 0.53V) 比 a -SiGe 电池产生相同 J_{sc} 的 V_{oc} 低。

除了 VHF 技术外, 其他高沉积速率方法也用于沉积 μ c-Si, 如 HW-CVD、气体喷射/微波沉积和高功率/高压射频沉积等。 a -SiGe i -层沉积速率一般为 $3\text{\AA}/\text{s}$, 如果用大致相同沉积时间完成 μ c-Si 电池, 沉积速率至少为 $20 \sim 30\text{\AA}/\text{s}$ 。

2.5.5 微非电池和其他微晶硅多结电池

a -Si pin 结作顶电池、 μ c-Si pin 作底电池的迭层电池被称为微非 (Micromorph) 器件。顶电池和底电池带隙分别为 1.7eV 和 1.1eV 为迭层电池提供了理想的带隙对 (图 2.3-52 中的轮廓线)。

为了使 a -Si/ μ c-Si 迭层电池性能达到 a -Si/ a -SiGe 电池的性能, 底电池 μ c-Si 的电流密度至少为 $26\text{mA}/\text{cm}^2$ 。由于 μ c-Si 是间接半导体, 这样高的电流密度要求 μ c-Si 层的厚度为几微米。此外还需要使用先进的光强化技术。为了维持微非电池的电流匹配, a -Si 顶电池必须产生 $13\text{mA}/\text{cm}^2$ 的电流密度 (即 μ c-Si 单电池电流的一半)。此外 a -Si 电池需要在阳光下稳定才能使迭层电池稳定。有两个方法可以达此目的: 第一, 在相对较低的温度下制备 a -Si i -层, 这样 H 浓度较低 (产生较低的带隙约为 1.65eV); 第二, 在顶电池和底电池间的隧道结处插入半导体层, 该半导体层可使电池实现电流匹配 (强化顶电池电流减弱底电池电流)。这样可从厚度 3000\AA 的 a -Si 层顶电池中得到 J_{sc} 为 $13\text{mA}/\text{cm}^2$ 的短路电流密度。用微非迭层设计, 已经制备出稳定效率达 $11\% \sim 12\%$ 的太阳能电池。

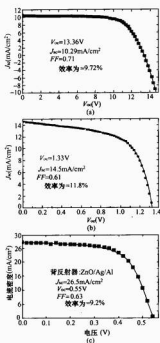
把 a -Si 和 μ c-Si 电池结合起来可以制备 a -Si/ μ c-Si/ μ c-Si 三结电池。这种设计可以放宽 a -Si 顶电池对电流匹配的严格要求, 只需要产生底电池 $1/3$ 的电流。但目前 μ c-Si 电池的低 V_{oc} 对三结电池不利。另一种方法是把 1.8eV 的 a -Si 顶电池、 1.6eV 的 a -SiGe 中电池和 1.1eV 的 μ c-Si 底电池结合成三结电池。这种设计的优点是比微非迭层电池更薄、更稳定的顶电池, 因而具有更好的长波收集特性, 与全非晶三结电池 a -Si/ a -SiGe/ a -SiGe 相比, 可以减少 GeH_4 气体的消耗。

我国南开大学采用 RF-PECVD 技术以 $4\text{\AA}/\text{s}$ 的沉积速率在 $20 \times 20\text{cm}^2$ 面积上沉积出均匀性良好、具有器件质量的非本征 μ c-Si 薄膜。并制作出转换效率 9.2% 单结 pin 结构的 μ c-Si 太阳能电池 (面积 0.25cm^2)、转换效率为 11.8% 的 a -Si/ μ c-Si 微非迭层电池 (面积 0.25cm^2) 和 9.7% 的 a -Si/ μ c-Si 微非迭层电池小组件 (面积 100cm^2), 如图 2.3-57 所示。

2.6 组件制造

虽然目前 a -Si 太阳能电池的稳定效率低于其他几种类型太阳能电池, 但 a -Si 电池制造成本低, 对地面应用有很大吸引力。 a -Si 电池对环境友好, 其基本材料是地球上非常丰富的硅。此外, a -Si 电池还可以制成质量小、柔性 and 抗辐射产品, 这使它们在便携式功率应用和空间应用方面非常有希望。而且 a -Si 电池在较高温度下有较高的功率输出特性使其更适于较热气候环境。

世界 a -Si 电池过去 10 年生产增加迅速。2002 年世界 a -Si 生产能力超过 $85\text{MW}/\text{年}$, 重要生产商有 United Solar、Kaneka、BP Solar、Canon、Sanyo、EPV、俄国 Sovlux、中国的深圳拓日、天津津能、深圳创益、深圳日环、哈尔滨克罗那等。这些生产线大致可分下衬底型和上衬底型 a -Si 电池为两类。为了把小面积 R&D 技术转换成大规模制造技

图 2.3-57 南开大学的 $\mu\text{c-Si}$ 太阳能电池和

$\mu\text{c-Si}/\mu\text{c-Si}$ 微非叠层电池及组件效率图
(a) 单结 pin 结构的 $\mu\text{c-Si}$ 太阳能电池, 效率 9.2%, 面积 0.25cm^2 ; (b) $\mu\text{c-Si}/\mu\text{c-Si}$ 微非叠层电池, 效率 11.8%, 面积 0.25cm^2 ; (c) $\mu\text{c-Si}/\mu\text{c-Si}$ 微非叠层电池小组件, 效率 9.7%, 面积 100cm^2

术, 关键问题包括大面积均匀沉积技术、工艺气体使用技术、沉积速率、生产规模、工艺重复性、设备维护和服务、工业自动化、成品率等。一些国际化的重要生产商已使用了连续生产工艺。下面以 United Solar 为例说明下衬底型电池生产工艺和 BP Solar 为例说明上衬底型电池生产工艺。

2.6.1 不锈钢衬底连续化卷动制造技术

连续化卷动 (roll-to-roll) $\mu\text{c-Si}$ 电池制造工艺是 ECD 公司开发出来并为其其他公司所采用。卷动工艺是由柔性不锈钢“卷”展开、送入沉积工艺线、制造过程完成后不锈钢再“卷”起组成。生产过程可以分为两大部分: 前端沉积工艺段和后端组件封装段。前端工艺由四个连续“卷到卷”步骤组成: ①衬底清洗; ②溅射沉积背反射层; ③ $\mu\text{c-Si}$ 半导体沉积; ④ITO 顶电极沉积。磁性不锈钢衬底典型尺寸为 $125\mu\text{m}$ 厚、 0.35m 宽、 700m 长, 由磁性卷机完成“卷到卷”功能。“卷”在组件“送出”室的一侧展开, 然后在组件“收回”室一侧卷起。

在“卷到卷”清洗机中, 不锈钢衬底相继被送入装有自旋擦洗表面的超声清洗站、多个去离子水源清洗、红外干燥室, 然后带着中间保护层的无油、无颗粒、干净的不锈钢被卷起。

不锈钢卷从清洗机的“收回”室卸载并装进溅射背反射器的机器中。在这个机器中, 不锈钢箔被送入装有金属靶 (Al 、 Ag 或其他合金) 和 ZnO 靶的几个 DC 磁控溅射沉积区分别沉积反射层和 ZnO 缓冲层。在溅射过程中衬底维持

高温使金属膜形成起陷光作用的织构化表面。

然后“卷”被装进 RF PECVD 机中进行连续“卷到卷”的 9 层半导体层 (nip/nip/nip) 和 $\mu\text{c-SiGe}$ 吸收层两边所有缓冲层沉积。不同层相继沉积但要单独进行。新型的“气门”设计使制造过程能够在不锈钢箔连续通过不同沉积室的同时, 把原料气体隔离在不同室内并防止交叉污染。气门使用层流气体流有效地把气体隔离在相邻的沉积室内。

在半导体层沉积后, “卷”被装入 TCO 沉积室, 在氧气氛下用钨反应性蒸发或自 ITO 靶在氧气氛下溅射沉积。严格监测 ITO 厚度以获得良好的减反射性能。四个“卷到卷”步骤目前还没有集成为一个机器。这种设计反映了四个机器具有不同的压力范围: 清洗为大气压, 溅射背反射为几毫托, PECVD 约为 1 托, TCO 溅射为几毫托。

不锈钢卷实际是个 700m 长的巨大太阳能电池, 它需要转换成相串联的很多小器件以得到有较高电压的组件。电池互连和组件封装的半自动化背面工艺包括下列步骤: 镀完 TCO 的 $\mu\text{c-Si}$ 太阳能电池卷首先用切片机切成设计的尺寸。然后用刻蚀浆料涂在电池片的边缘并通过活化除去电池片周边的 ITO。从整个工艺线上收集小样品电池 (取样) 用于质检和质控。标准电池片在电解槽中进行漏电钝化工艺以除去和隔离小的漏电缺陷, 并把漏点上的 TCO 转换成绝缘层。然后把栅线或碳浆或涂碳浆的铜线焊到小电池片上完成条形电池, 这是个能产生约 2.3V 和约 2A 电流的大电池。根据组件技术指标要求, 不同数量的条形电池用栅线/导线串联在一起并与临近条形电池通过不锈钢衬底联结 (对电极)。旁路二极管也在这一步安装以保护条形电池。互连电池然后用透明封装层 EVA 和泰氟龙覆盖并在炉中固化一定时间后封装, 随后安装组件框架。尽管目前组件封装工艺是相对劳动密集型的, 但不锈钢衬底 $\mu\text{c-Si}$ 太阳能电池板的连续“卷到卷”生产工艺有许多优点: 产品质量轻、灵活性大; 前端生产过程维修率低并容易实现规模化生产; 镀沉积层的不锈钢卷可以根据需要切成不同尺寸, 如小尺寸适于蓄电池充电器, 大尺寸可作为金属屋顶瓦 (长度大于 5m); 可以维持高产率等。缺点是切割、研磨、单电池互连成组件的工段是劳动密集型的。Iowa 薄膜公司用柔性 Kapton 衬底, 通过激光刻划实现电池互连。

2.6.2 玻璃衬底上的非晶硅组件生产

上衬底玻璃型 $\mu\text{c-Si}$ 太阳能电池的制造技术已经用于 10MW 生产线。生产工艺以 3mm 厚、 $1\text{m}\times 0.5\text{m}$ 的“浮法”玻璃开始。采用 APCVD 工艺沉积织构化的氧化锡 TCO 层。在涂银浆主栅和链式炉固化前, 进行衬底边缘抛光和清洗。激光把 TCO 层刻划成约 9mm 宽的条形。衬底然后装进 PECVD 设备中沉积 $\mu\text{c-Si}/\mu\text{c-SiGe}$ pin/pin 叠层电池的 6 个半导体层, 接着沉积 ZnO 缓冲层。临近第一个划线进行第二次激光划线。第二次划线的功率较低, 这样在 ZnO 和 $\mu\text{c-Si}$ 层被刻划时下面的氧化层层不受影响。溅射铝层作为背反射器和背接触。在第二次刻划线附近进行铝的第三次刻划完成相邻电池的串联, 如图 2.3-58 所示。第四次高功率激光刻划太阳能电池, 达到活性面积在周边绝缘的效果。电池板通过

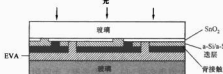


图 2.3-58 上衬底型太阳能电池的互连

EVA与第二个玻璃板粘接完成组件。密封组件需要第二片玻璃封装,但它会增加组件成本和重量。

2.6.3 制造成本、安全性和其他问题

成本是制造的关键因素之一,一般由原材料、劳力、设备折旧和管理费用等组成。每单位产品的总制造成本随产量上升而降低。在高生产规模下,如100MW/年,预计成本低于1美元/W。目前a-Si组件的主要成本是组件框架、封装和衬底(玻璃或不锈钢)。如10MW生产厂的框架和包装材料成本33%,TCO玻璃38%,镀膜17%,封装7%,硅烷和其他材料5%。

a-Si电池制造另一个重要方面是安全。虽然终端产品没有毒性,但制造过程有毒性和储氢、磷烷、三甲基硼、硅烷、氢等热解性气体。

非晶硅电池制造从IT工业的安全措施中得到了很好借鉴,采取许多措施提高工人安全。毒性气体用氢或硅烷稀释到1%~20%,气瓶安装在建筑物外面或防火间,全厂安装毒气监测仪,能自动进行气体隔离和关闭运行,从而保证工厂的安全生产。

光伏组件转换效率一般低于实验室研发的小面积电池效率。效率差别主要来自于TCO性能、半导体材料质量、沉积均匀性、封装损失、栅线阴影损失和点损失以及小的漏电流损失。

2.6.4 组件性能

光伏组件的性能评价包括两方面:最大太阳能转换效率和环境稳定性。表2.3-10列出了世界部分公司生产的光伏组件的性能,表中分别列出了R&D型组件(面积约0.1m²)和生产线上大面积组件(面积大于或等于0.4m²)。2002年United Solar和BP Solar的商用大面积组件稳定效率约8%。光伏组件还通过各种环境实验进行稳定性评价,如UL、IEC和IEEE试验标准。这些试验一般包括-40~+90℃间的热循环试验、-40~+85℃和85%相对湿度的湿冷热循环试验、冰霜试验、湿箱试验和光照试验。商业上销售的光伏组件一般要经过这些试验程序进行质量认证。

表 2.3-10 不同公司制造的a-Si光伏组件的稳定效率

结构	稳定效率 η (%)	尺寸 (m ²)	公 司
a-Si/a-SiGe/a-SiGe	10.5	0.09	United Solar
a-Si/a-SiGe	9.1	0.08	BP Solar
a-Si/a-SiGe	9.5	0.12	Sanyo
大面积组件			
a-Si/a-SiGe	9.3	0.52	Sanyo
a-Si/a-SiGe/a-SiGe	9.0	0.32	Fuji
a-Si/a-SiGe	8.1	0.36	BP Solar
a-Si/a-SiGe/a-SiGe	7.9	0.45	United Solar
a-Si/a-Si/a-SiGe	7.8	0.39	ECD
a-Si/poly-Si	10.0	0.37	Kaneka

2.7 非晶硅电池未来展望

2.7.1 非晶硅电池的未来展望

过去半个多世纪,在非晶硅材料和太阳能电池的沉积镀膜和性能研究方面取得了重大进展。在提高太阳能电池转换效率和降低制造成本方面取得了显著成就。1997年研制出15.2%初始效率和13%稳定效率的a-Si太阳能电池。a-Si太阳能电池组

件的规模化生产在过去15年增加了20多倍,目前生产大于150MW/年。

未来在开发快速沉积技术(大于5Å/s)会获得重大进展。当快速沉积和高气体利用率技术转化成生产技术时,成本将会进一步降低。

此外,在a-Si选层电池中用微晶硅作窄带隙吸收层的电池也已经问世,不同实验室已研制出效率超过12%(稳定)的电池。与 μ c-Si结合的电池在长期光照中表现出优异的稳定性。

非晶硅光伏技术与其他光伏技术相比具有独特的优越性。因为晶体硅(“间接带隙”半导体)的弱吸收的选择性规则不适用与非晶硅,所以非晶硅吸收阳光比c-Si和多晶硅强得多,相当薄的a-Si层就能充分吸收太阳光。可以在低温下和廉价衬底上制造非晶硅薄膜,制造成本低,可以期望当生产规模扩大时成本将继续下降。1989年估计的能量回收时间为1~2年,此后可能大大缩短。通过选择衬底,可以作成质量小的柔性产品,有很多应用潜力。a-Si太阳能电池具有正的功率输出温度系数,在较高温度环境下和阳光充足的地域有较高的输出功率。

和其他非晶硅薄膜电池技术相比,a-Si电池的优点是:①已有近25年的开发历史,生产技术相对其他薄膜电池比较成熟;②产品不含有害材料,原材料在地球中含量非常丰富。

2.7.2 进一步提高效率的关键问题

扩大a-Si电池应用的关键问题包括:

(1)必须更清楚地认识光诱导衰减机理,设计进一步开发降低或者控制光诱导衰减的方法。目前器件设计中还存在许多工程限制,如薄i层的衰减问题。如果能制备出光照下更稳定材料,这些工程限制就可以放宽并制备出更高效率的器件。

(2)光诱导总缺陷降低到最低时,就需要探索提高空穴迁移率的方法。

(3)改进a-SiGe材料的性能,使窄带隙材料能够在电池中使用,并探索更多利用太阳光谱中的红外部分。

(4)开发更高速率的沉积技术。这对低成本和规模化制造十分重要,而这些高沉积技术也必须具有高气体利用率。

(5)探索替代选层电池或三结电池中窄带隙分电池的微晶硅电池,更深入地研究 μ c-Si太阳能电池的器件物理,特别是更深入地研究提高开路电压的可能性。

(6)进一步改进组件设计,降低框架和封装成本,提高组件在标准环境试验中的耐久性。

(7)开发a-Si光伏组件新应用,包括光伏建筑、电子消费品以及大规模并网发电应用等。

当这些关键问题得到解决时,可以期望a-Si太阳能电池会更加便宜,生产规模和市场需求将会大幅度增加。非晶硅太阳能电池将成为人类环境友好、廉价的电源之一。

3 CdTe 太阳能电池

3.1 概述

CdTe是II-VI族化合物半导体。太阳能电池理论效率与带隙关系的计算表明,CdTe的直接光学带隙($E_g=1.5\text{eV}$)与太阳光谱几乎是最佳匹配,使其成为薄膜太阳能电池重要的吸收层材料。图2.3-59对各种材料太阳能电池理论效率与带隙的关系以及光学吸收系数与能量的关系进行了比较。CdTe $>5\times 10^4/\text{cm}$ 的高吸收系数,使 $E>E_g$ 的光子在膜厚

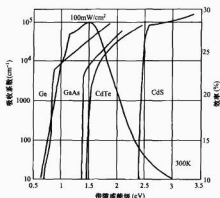


图 2-3-59 AM1.5 光谱辐照下的理论电池效率 (点线)、带隙及吸收系数 (实践) 与不同半导体光伏材料能级间的关系

2μm 以内有 99% 的 AM1.5 光子被吸收。自 1947 年成功合成 CdTe 晶体起, CdTe 就作为一种新的电子材料出现了。1954 年通过掺杂得到 p-型和 n-型 CdTe。随后证明, 改变 Cd-Te 化学计量比可改变其导电类型, Cd 过剩呈 n-型, Te 过剩呈 p-型。

1959 年, de Nobel 给出了 Cd-Te 系统的 p - T - x 图及其本征电导率和掺杂电导率与掺杂关系, 并指出 Cd 空位存在两个电子能级, 其中之一是间隙 Cd, 是不同温度和 Cd 分压下电导率测量变化的原因, 同时对 n-型掺杂剂 In 和 p-型掺杂剂 Au 的电子能级进行了估计。

1956 年 RCA 实验室首次提出把 CdTe 用于光伏太阳能转换。1959 年, RCA 实验室通过 In 在 p-型 CdTe 晶体中的扩散研制出转换效率约为 2% 的同质结单晶 CdTe 电池 [$V_{oc}=600$ mV, $J_{sc}=5$ mA/cm² (73mW/cm² 照射), $FF=55\%$]。此后取得了一系列进展。1979 年法国的 CNRS 小组在 n-型晶体上采用近空间气相输运沉积 (VTD) p-型掺杂 CdTe 薄膜并制备出转换效率大于 7% 的电池 [$V_{oc}=723$ mV, $J_{sc}=12$ mA/cm² (AM1 辐照), $FF=63\%$]。随后他们报道了效率大于 10.5% ($V_{oc}=820$ mV, $J_{sc}=21$ mA/cm², $FF=62\%$) 的电池。

自 1960 年起, 对于 n-型 CdTe 单晶和多晶薄膜开展了与 p-型 Cu_2Te 形成异质结的广泛工作, 制造出 n-型 CdTe/p-型 Cu_2Te 器件。1970 年代初期, 最好的 CdTe/ Cu_2Te 薄膜太阳能电池效率大于 7% [$V_{oc}=550$ mV, $J_{sc}=16$ mA/cm² (60mW/cm² 辐照), $FF=50\%$]。

由于 Cu_2Te 形成过程难以控制, CdTe/ Cu_2Te 电池的稳定性差以及缺乏 p -透明导电层等原因, 最终使研究重点转移向使用 p-型 CdTe 的异质结结构, 其中 p-型 CdTe 与 ITO 、 ZnO 、 SnO_2 和 CdS 等形成的异质结单晶太阳能电池的研究比较广泛。1977 年, Stanford 小组采用电子束蒸发 ITO 窗口层研制出效率 10.5% 的 p-型 CdTe 单晶太阳能电池 ($V_{oc}=810$ mV, $J_{sc}=20$ mA/cm², $FF=65\%$)。1987 年, 在 p-型 CdTe 单晶上反应性沉积 In_2O_3 制备出总面积效率 13.4% ($V_{oc}=892$ mV, $J_{sc}=20.1$ mA/cm², $FF=74.5\%$) 的太阳能电池。在这些器件中, CdTe 晶体的载流子浓度为 6×10^{15} /cm³, 在沉积 In_2O_3 前 CdTe (111) 面在溴甲醇溶液中进行腐蚀, 这个电池的 V_{oc} 至今保持着 CdTe 器件的最高纪录。有 ZnO 窗口层的 p-型单晶 CdTe 太阳能电池的结性能比较差,

效率小于 9% ($V_{oc}=540$ mV)。

1960 年代中期 Muller 等人首次在 p-型 CdTe 单晶上蒸发 n-型 CdS 薄膜制备成功效率大于 5% 的太阳能电池。1977 年 Mitchell 等人报道了转换效率 7.9% 的太阳能电池 ($V_{oc}=630$ mV), 同年 Yamaguchi 等人采用 CVD 技术在掺杂 CdTe 单晶的 (111) 面上沉积 0.5μm 厚 CdS 制备出效率 11.7% 的太阳能电池 ($V_{oc}=670$ mV)。

薄膜 CdTe/ CdS 异质结太阳能电池有两种不同的结构: 即“下衬底”型和“上衬底”型。两种结构光都是通过透明导电氧化物 (TCO) 和 CdS 薄膜进入电池。但在上衬底电池中, TCO、 CdS 、CdTe 层是相继沉积在玻璃衬底上。在下衬底结构中, CdTe 薄膜首先在衬底上沉积, 接着沉积 CdS 和 TCO。1969 年 Adirovich 等人在 CdS/SnO_2 玻璃上蒸发 CdTe 首次制备出多晶 CdTe/ CdS 异质结上衬底太阳能电池, 效率大于 2%。1972 年 Bonnet 和 Rabenhorst 采用化学气相沉积 CdTe 和真空蒸发 CdS 制备出效率为 5%~6% 的 CdS /CdTe/Mo 电池, 并提出如下影响 CdTe/ CdS 薄膜太阳能电池性能的一些基本问题: ① Cu 在 p-型掺杂 CdTe 中的作用; ② CdTe 掺杂效率的控制因素; ③ CdTe/ CdS 突变结和渐变结的影响; ④ 活化晶界和钝化晶界的影响; ⑤ p-型 CdTe 低阻接触的形成。

由于 CdTe 比其构成元素和制备它的前驱体化合物稳定性高得多, 所以 20 世纪 80~90 年代期间薄膜 CdTe/ CdS 太阳能电池开发重点集中在器件设计、后处理及低阻接触方面, 而不是沉积方法。尽管对沉积技术要求苛刻, 但制作高效薄膜 CdTe/ CdS 太阳能电池的工艺仍有特殊的地方, 如在使用上衬底器件结构时, CdTe 沉积在 CdS 上, 需要 $CdTe$ 和 CdS 两相都溶于 Cl 和 O 的工艺步骤。在 20 世纪 80 年代, 通过上衬底制造工艺的优化 (包括对 CdTe 沉积工艺温度、沉积后热处理工艺、生长或处理的化学环境及 CdTe 接触形成等参数), 太阳能电池性能得到很大提高。三菱公司报道了丝网印刷烧结 CdTe 电池, 关键工艺是通过调整浆料和烧结工艺的温度—时间程序控制结构中 $CdCl_2$ 、O 和 Cu 的浓度。Monosolar 在 CdTe 渡槽中加入 Cl 并采用所谓的“型转换结”的后处理工艺使电池发生电活化, 在电沉积工艺优化基础上, 电池效率达到 10%。Kodak 小组采用近空间升华工艺并在优化 CdTe 沉积温度和沉积气氛中氧含量基础上获得了 10% 的电池效率。

使薄膜 CdTe 电池性能提高发生转折点的第二个主要工艺是, 对涂 $CdCl_2$ 的 CdTe/ CdS 进行后沉积空气—热处理。在近空间升华 CdTe 工艺中, “ $CdCl_2$ 处理”具有形成低阻接触的优点, 在 1993 年获得了效率大于 15% 的电池。改进窗口层工艺和使用 $CdCl_2$ 蒸汽处理使电池效率得到进一步提高。目前创纪录效率为 16.5% ($V_{oc}=845$ mV, $J_{sc}=25.9$ mA/cm², $FF=75.5\%$)。

其 J - V 和量子效率曲线表示于图 2-3-60 中。上衬底多晶薄膜 CdTe/ CdS 太阳能电池受到光伏界的特别重视, 并在各种 CdTe 太阳能电池中效率最高。考虑到所有结构和参数, 可以期望获得的效率为 19% ($V_{oc}=900$ mV, $J_{sc}=26$ mA/cm², $FF=80\%$) 太阳能电池, 而不需要技术上的重大突破。然而从高效电池到高效组件, 将需要更深入的认识, 包括工艺限制、大面积器件制造的热和化学不均匀性的影响、电池面积轮廓的平衡、互联和封装等。

我国四川大学的 CdTe 电池已获得转换效率 13.38% ($V_{oc}=827.5$ mV, $J_{sc}=22.0$ mA/cm², $FF=70.3\%$), AM1.5G, 电极面积 0.501cm², 无减反涂层, 结构为

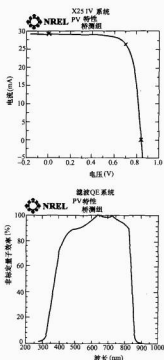


图 2.3-60 16.4%的CdTe/CdS薄膜太阳能电池的
电流—电压曲线和相对量子效率曲线

$\text{SnO}_2 : \text{F} / \text{n-CdTe} / \text{p-CdTe} / \text{p-ZnTe} / \text{P}^+ \text{-ZnTe} : \text{Cu} / \text{Au}$, 电池的 $I-V$ 特性如图 2.3-61 所示。目前正在建立 0.5MW 中试线。

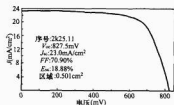


图 2.3-61 CdTe 电池 $I-V$ 特性曲线效率

3.2 CdTe 性能和薄膜制造方法

CdTe 在 II^B-VI^A族化合物 (包括 ZnS, CdSe 和 HgTe) 中是很独特的, 它的平均原子数最高, 负形成焓最小, 熔点最低, 晶格参数最大, 电离键最高。在电子性能上, 表现出两性半导体行为, 有可能形成本征和外掺杂 n 和 p 型 CdTe。所有这些因素使它具有地面光伏器件接近理想的光学带隙和吸收系数, 使它成为优选的光伏薄膜材料。表 2.3-11 给出了 CdTe 的物理和光电性能数据。

表 2.3-11 CdTe 的光电子和物理化学性质

性 质	数值或者范围
光学带隙, E_g (300K)	$1.5\text{eV} \pm 0.01\text{eV}$
带隙温度系数 dE_g/dT	-1.7meV/K
电子亲和和力 χ_e	4.28eV

续表

性 质	数值或者范围
吸收系数 (600nm)	$6 \times 10^4 / \text{cm}$
折射指数 (600nm)	~ 3
静态介电常数 ϵ (0)	9.4, 10.0
高频介电常数 ϵ (∞)	7.1
m_e^*	0.096
m_h^*	0.35
μ_e	500~1000
μ_h	50~80
空间组	F-43m
晶格参数: a_0 (300K)	6.481Å
CdTe-Te 键长	2.806Å
密 度	~ 5.3
熔化热: ΔH_f° (300K)	-24kcal/mol
焓: S° (300K)	$23\text{cal}/(\text{deg} \cdot \text{mol})$
升华反应	$\text{CdTe} \rightarrow \text{Cd} + 1/2\text{Te}$
升华压 p_{sat}	$\text{Log}(p_{\text{sat}}/\text{bar}) = -10.650/T(\text{K}) - 2.56\text{log}(T) + 15.80$
熔 点	1365K

II^B-VI^A族化合物的合成原理是根据化合物大的负形成焓 (ΔH_f) 和相应的低蒸汽压 (p_{sat}) (与其构成元素相比) 而制造的, CdTe, $\Delta H_f = 22.4$ 千卡/莫尔和 p_{sat} (400°C) = 10.5 托, CdS, $\Delta H_f = 30$ 千卡/莫尔和 p_{sat} (400°C) = 10.7 托。CdTe 固体与 Cd 和 Te 蒸汽的平衡反应为: $\text{Cd} + 1/2\text{Te}_2 \rightarrow \text{CdTe}$ 。

CdTe 温度对组分 $T-x$ 和大气压相图如图 2.3-62 (a) 所示。CdTe、CdS、Cd、Te 和 CdCl_2 在太阳能电池制造的温度范围 (100~600°C) 内的各自蒸汽—固体平衡图如图 2.3-62 (b) 所示。CdTe 的蒸汽压使气相沉积技术成为可能, Cd 和 Te 的高升高压保证了在 300°C 以上温度下真空中形成的沉积层是单相组分。CdTe 也是一个在含 Cd 和 Te 离子的溶液中阴极还原的稳定产物, 因为 Cd 和 Te 的还原势比较接近且合理, 而且 CdTe 产物溶解度低。CdTe 系统在大气压下的 $T-x$ 相平衡是根据 Cd ($x=0$) 和 Te ($x=1$) 终点以及根据 CdTe 化合物 [图 2.3-62 (a)] 而给出的。应注意的是, CdTe 的熔点温度 $T_m = 1092^\circ\text{C}$, 远比 Cd 的 $T_m = 321^\circ\text{C}$ 和 Te 的 $T_m = 450^\circ\text{C}$ 高得多。仔细考察 $T-x$ 图可以看出, 在 $T < 500^\circ\text{C}$ 两侧有对称的窄 CdTe 化学计量比 ($\sim 10^{-6}\text{at.}\%$) 存在区。在更高的温度下剂比存在区加宽, 而且一直到

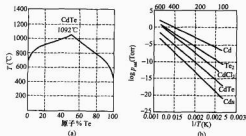


图 2.3-62 CdTe 温度对组分 $T-x$ 和大气压相图

(a) CdTe 的 $T-x$ 相图 (1 大气压);

(b) 气固饱和蒸汽压对 $1/T$ 图

700℃都是不对称地存在于 Cd 富边,在更高的温度下,变到 Te 富边。体材料的制备条件使得剂量比存在区和本征缺陷结构发生依赖关系,而且成为主要研究课题,研究的关键是如何把体材料 CdTe 性能转换成薄膜 CdTe 的性能。

固态 CdTe 性能是从 CdTe 键的离子特性推导出来的。在 II-VI 族化合物中, CdTe 的最高非利普 (Phillips) 电离度 $\alpha = 0.717$, 低于八面体配位非利普阈值 0.785。几何分析表明,四面体配位有利于阴阳离子半径比在 0.225~0.732 之间的离子二元化合物,而八面体配位有利于阴阳离子半径比大于 0.732 的化合物。CdTe 的阴阳离子半径比为 $r(\text{Cd}^{2+})/r(\text{Te}^{2-}) = 0.444$, 因此有利于四面体配位。

四面体原子配位由四个最邻近元素和 12 个次邻近元素组成,形成金刚石结构的单原子晶态以及闪锌矿和纤锌矿结构二元固态化合物。固态 CdTe 在大气压下以面心立方闪锌矿结构存在,单位晶胞尺寸为 6.481\AA , CdTe 键长 2.806\AA 。图 2.3-63 给出了 CdTe 闪锌矿结构的最密排 (111) 平面的两个阴离子交替的平面视图和每个面阴离子相等的 (110) 平面视图。这些是在 CdTe 薄膜中遇到的优势取向情况。

在不同压力下会形成多型 CdTe。在真空中沉积的 CdTe 发现有六角纤锌矿结构,典型的四配位结合在共价键固体中占优势。未见过纯纤锌矿体样品的报道。CdTe 单晶在经受 35 千巴以上的高压下可以诱导产生 NaCl 结构的八面体配位。在 II-VI 族化合物中,只有 CdO (电离度为 0.785) 在标准压力和温度下产生了氯化物结构。

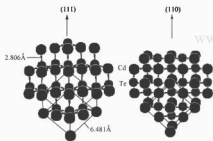


图 2.3-63 闪锌矿 CdTe 晶体结构的 (111) 和 (110) 平面方位 (Cd 原子为黑色, Te 原子为灰色)

价带最大 (VBM) 和导带最小 (CBM) 附近的周期性晶格内的电子能带结构决定了体 CdTe 的光学和电子性能。VBM 和 CBM 在第一布里伦 (Brillouin) 区的同一动量位置 Γ 处产生的直接带隙为 1.5eV (300K)。CdTe 带隙的温度系数为 1.7meV/K 。能带极值处的曲率代表 CBM 处电子和 VBM 处空穴的有效质量,并且控制着载流子输运性能和带间的态密度 (见表 2.3-11)。

CdTe 的带结构本质上可从其相当高的电离度来理解。因为 Bloch 函数与晶格的周期性相同,从而与 Cd 和 Te 的原子轨道发生关系。导带起源于阳离子的第一个空能级,即 Cd 的 5s 能级。最上面的价带是由阴离子最高占据能级组成,即 Te 的 5p 能级。可以看出,阳离子 d 和阴离子 p 耦合降低了 CdTe 的价带偏移。20 世纪 60 年代中期采用局域简势法完成了立方 CdTe 和其他 II-VI 化合物的 $E-k$ 带结构的最初计算,使用线性化增强平面波法,考虑了所有电子及相对论动力学,完成了最近的计算。

由于偏离理想单晶引起了电子和光学性能的诸多变化。

缺陷和晶格不完整破坏了周期性结构,在带隙 E_g 内产生了局域化电子态。通常把电离能等于 $E_g/2$ 的态称为“深”态,电离能在带附近的称为“浅”态。控制电子性能的缺陷类型包括本征缺陷、化学杂质及其复合物,本征缺陷和杂质可为替位型或者间隙型。例如,镉空位 (V_{Cd}) 引起浅施主态,而镉替位 (Cd_{Te}) 引起浅受主态。间隙镉 (Cd_i) 引起相当浅的受主态,而间隙碲 (Te_i) 引起深态。图 2.3-64 表示 CdTe 中部分本征、杂质和复合物缺陷能级。

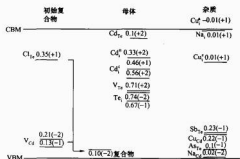


图 2.3-64 有掺杂和缺陷能级的 CdTe 带结构

注:括弧中的电荷态、能量单位为电子伏特,

施主 (正) 态自导带起计,受主 (负) 态自价带起计,

上标 a 和 c 代表替代间隙位置

高效 CdTe 太阳能电池是以 p 型 CdTe 和 n 型 CdS 为基础的。在 CdTe 和 CdS 层中通过活化处理引入特殊杂质可以得到期望的电性能,如通过后沉积处理在 CdTe 中引入 CdCl_2 、 O_2 和 Cu, 起到活化或者钝化本征缺陷的作用。在分析处理后薄膜中的 p 型电导率的强化和晶界的钝化时,必须分开考虑这些掺杂剂对晶粒表面和晶粒内体性质的特殊影响。

多晶问题曾对薄膜光伏电池开发产生过严峻挑战:①把晶内影响和晶界影响分开考虑;②找到晶界对薄膜性质和行为的影响;③在很大面积上控制薄膜性质 (在 CdTe 组件中,每平方米包含 $1\mu\text{m}$ 大的晶粒约 10^{12} 个)。在 CdTe/CdS 太阳能电池开发中,已通过先进测试技术、薄膜沉积技术优化以及后沉积处理技术赢得了这些挑战。

一些可用于薄膜 CdTe/CdS 太阳能电池电子性能的测试技术如下:

形貌和结构测量:扫描电子显微镜 (SEM), 透射电子显微镜 (TEM), 原子力显微镜 (AFM), X-射线衍射 (XRD)。

体化学组分测量:能量耗散 X-射线谱 (EDS), X-射线衍射 (XRD), 俄歇电子谱 (AES), 二次离子质谱 (SIMS)。

表面化学组分测量:X-射线光发射谱 (XPS), 瞬闪入射 X-射线衍射 (GIXRD)。

光电性能测量:光学吸收, 椭圆仪, 拉曼, 光荧光 (PL)。

结分析:电流-电压与照射和温度 ($J-V-T$) 关系, 光谱响应, 电容电压 (C-V), 光束诱导电流 (OBIC), 电子束诱导电流 (EBIC), 阴极荧光 (CL)。

沉积 CdTe 薄膜太阳能电池的方法许多,可用三个化学概念说明:①Cd 和 Te_2 蒸汽在表面上的凝聚和反应 (PVD、VTD、CSS、溅射沉积);②Cd 和 Te 离子在表面上的电化学还原 (电沉积);③前驱体的表面反应 [金属有机化学气

相沉积 (MOCVD), 丝网印刷沉积和喷涂沉积]。

3.2.1.1 Cd 和 Te₂ 蒸汽在表面的凝聚和反应

3.2.1.1.1 物理气相沉积 (PVD)

CdTe 气相沉积的基础是 Cd 和 Te₂ 蒸汽与 CdTe 固体间的共蒸发; 即 $\text{Cd} + 1/2\text{Te}_2 \rightarrow \text{CdTe}$ 。因此 CdTe 可以用元素源的共蒸发沉积。CdTe 源直接升华沉积和气相输运沉积 (用载气携带来自 CdTe 或元素源的 Cd 和 Te₂ 蒸汽沉积)。用 CdTe 源的等剂量升华沉积有固定的气相组分, 而且 CdTe 的蒸汽压比元素 Cd 和 Te 的蒸汽压低许多, 很容易在较宽的衬底温度范围沉积出单相固体薄膜 [见图 2-3-62 (b)]。同样方法可以从多种 II-VI 族二元源沉积假二元合金, 如 $\text{CdZn}_{1-x}\text{Te}_x$ 和 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 。

可用开口坩埚或诸森 (Knudsen) 型喷射池进行蒸发, 后者容易精确控制流束分布且材料利用率高。喷射池蒸发沉积速率和薄膜均匀性通过源温、喷射池几何、控制、源-衬底距离和总压控制。从喷射池到喷嘴口的质量输运发生在自由分子流和扩散限制流之间的过渡流区。典型的喷射池是由氮化硼或者石墨作成并通过辐射加热。沉积真空约 10^{-6} 托, 喷射池小孔直径 0.5 cm, 源温 800°C, 源-衬底距离 20 cm, 在足够低的衬底温度 (-100°C) 下, Cd 和 Te 的黏滞系数趋近 1, 可以获得约 $1\mu\text{m}/\text{min}$ 的沉积速率。在较高的温度下, Cd 和 Te 的碰撞黏滞系数降低, 沉积速率较低。因此在实际的 CdTe 沉积中, 衬底温度限制在 400°C 以下。刚沉积的薄膜表现出 (111) 择优晶向和正态晶粒尺寸分布, 其平均晶粒直径分布与薄膜厚度和衬底温度有关。2 μm 厚薄膜的平均晶粒直径在 100 nm (100°C) $\sim 1\mu\text{m}$ (350°C) 之间。

3.2.1.2 近空间升华 (CSS)

对衬底温度在 400°C 以上蒸发 CdTe 薄膜来说, 由于 CdTe 生长表面的 Cd 和 Te 的再蒸发限制了沉积速率和利用率。可以通过提高沉积压力 (约 1 托) 提高沉积速率和利用率, 但从源到衬底的传质变成扩散控制, 因此源和衬底必须非常接近。对 CSS 而言, CdTe 源盛在一个面积与衬底相同的容器内, 源容器和衬底盖板作为辐射加热的感受器, 并将热分别传到 CdTe 源和衬底。源与衬底之间的空间层绝缘, 在二者间起隔热作用, 维持沉积过程中二者间的温差。典型的沉积气氛含有非反应性气体, 如 N_2 、Ar 或 He。小分压 O_2 对于获得高质量薄膜密度和太阳能电池是至关重要的。在 550°C 以上 CSS 刚沉积的薄膜晶向表现出随机取向和正态晶粒分布, 其平均晶粒尺寸与薄膜厚度相当。CSS 工艺被广泛采用且获得了最高的电池效率。

3.2.1.3 蒸汽输运沉积 (VTD)

VTD 可在接近 0.1 个大气压和高温移动衬底上获得高沉积速率。CSS 是扩散控制, 而 VTD 是饱和着 Cd 和 Te 的蒸汽流是通过对流传到衬底上的, Cd 和 Te 的饱和蒸汽使 Cd 和 Te 在衬底上凝聚并发生反应形成 CdTe。CdTe 源由含固态 CdTe 的加热室组成, 载气与 Cd 和 Te 蒸汽混合并通过小狭吹向下面或上面相距约 1 cm 的移动衬底。源的几何形状影响载气中蒸汽的均匀性和利用率。载气组分 (包括 N_2 、Ar、He 和 O_2) 可以变化。刚沉积的 VTD 薄膜晶向基本上是随机分布的, 类似 CSS 薄膜, 具有正态晶粒分布, 平均晶粒尺寸与厚度相当。VTD 工艺在移动衬底上具有很高的沉积速率。

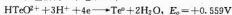
3.2.1.4 溅射沉积

CdTe 薄膜可以采用射频磁控溅射和化合物靶沉积。通过 Ar-1 烧蚀 CdTe 靶产生的 Cd 和 Te 扩散到衬底上并凝聚。一般情况下, 在 300°C 以下衬底温度和 10 mtorr 压力下完成

沉积。在 200°C 温度下刚沉积出来的薄膜表现随机晶向, 2 μm 厚薄膜的平均晶粒直径约 300 nm。

3.2.2 电沉积 CdTe 中 Cd 和 Te 离子的表面电化学还原

CdTe 的电沉积是由 Cd 和 Te 从酸性电解质水溶液中 Cd^{2+} 和 HTeO_4^{+} 离子的电化学还原形成的。这些离子还原按照下面反应消耗 6 个电子, 即



在还原电势差大的情况下, 必然要求限制较正组分 Te 的浓度以维持沉积层中的化学计量比。实际上由于生长邻近溶液中 Te 的耗尽及相继的传质过程的原因, 反而是低的 Te 浓度 (10^{-4}M) 限制了 CdTe 的生长速率。为了克服这个矛盾, 要对电解质进行强烈搅拌并采用不同方法补充 Te。维持整个薄膜生长表面上沉积电位的能力对沉积层厚度和面积影响很大。可以按照要求的化学剂量比制备 Te-富 (增加溶液中 Te 浓度) 或 Cd-富 (在限制 Te 浓度的低电势下沉积) 的 CdTe 沉积薄膜。在 CdS 薄膜衬底上刚沉积的 CdTe 薄膜表现出很强的 (111) 晶向, 且为柱状晶粒 (横向平均晶粒在 $100\sim 200\text{nm}$ 范围)。

3.2.3 前驱体表面反应

3.2.3.1 金属有机化学气相沉积 (MOCVD)

MOCVD 是一种中低温非真空 CdTe 薄膜金属有机化学气相沉积技术, Cd 和 Te 的有机前驱体为二甲基镉和二乙基碲, 氢为载气。衬底支撑在石墨基座上, 采用辐射加热或射频发生器加热。通过源气体的热分解以及 Cd 和 Te 的反应完成薄膜沉积。生长速率与衬底温度关系很大, 后者一般在 $200\sim 400^\circ\text{C}$ 范围。在 400°C 下刚沉积的薄膜表现出柱状晶粒结构, 横向晶粒直径约 $1\mu\text{m}$ 。

3.2.3.2 喷涂沉积

喷涂沉积是一种非真空技术的喷涂工艺, 涂料由 CdTe、 CdCl_2 和载体 (如丙二醇) 组成。涂料可以先喷涂在加热或未加热衬底上, 然后再经过反应和再结晶处理以完成沉积。20 世纪 80 年代 Photon Energy 公司开发出 CdTe 薄膜的喷涂沉积工艺。1995 年 Golden Photon 购得该技术并制造出了效率大于 14% 的电池。在这个工艺中, 在室温衬底上先喷涂混合物涂料, 然后在 200°C 烧结, 接着在 $350\sim 550^\circ\text{C}$ 和 O_2 气氛下烧结以增强机械密实性, 最后在 550°C 下烧结。这种方制制备出的薄膜在形貌、晶粒尺寸和衬底上都有变化。用来制作高效电池的薄膜, 在 CdTe-CdS 界面附近有 $1\sim 2\mu\text{m}$ 厚的密实区, 背面区相当粗糙和多孔, 晶相随机取向。这种工艺的一个有趣结果是, CdS 层的消耗导致了整个膜厚的 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 合金都比较均匀, 使吸收层的带隙降低到 $\sim 1.4\text{eV}$ 。在喷涂沉积工艺制造最高效率太阳能电池中, CdS 扩散以及通过消耗大部分 CdS 以形成合金步强化了蓝光的光谱响应, 相应地增强了短路电流密度。

3.2.3.3 丝网印刷工艺

丝网印刷技术也许是最简单的 CdTe 薄膜制备技术, Cd、Te、 CdCl_2 和适当黏合剂组成的浆料通过丝网印刷在衬底上。接着通过干燥除去黏合剂中的溶剂, 然后在 700°C 中烧结使薄膜发生再结晶并使结活化。这种方法制备的薄膜厚度一般在 $10\sim 20\mu\text{m}$ 范围, 横向晶粒直径约 $5\mu\text{m}$ 。随机晶向。丝网印刷 CdTe 薄膜技术是 20 世纪 70 年代 Matsushita 公司开发出来的, 随后是汉城大学和根特 (Ghent) 大学及我国北太所相继进行了开发研究。

3.3 CdTe 薄膜太阳能电池

至今所有高效 CdTe 太阳能电池基本上都是上衬底结构,如图 2.3-65 所示。在不透明衬底上沉积的 TCO/CdS/CdTe 下衬底结构远不如上衬底结构那样成功,主要是 CdS/CdTe 的结质量及 CdTe 的欧姆接触差、背接触不稳定、背接触中铜向 CdTe 表面扩散等原因所致。主光二极管结构由 p 型 CdTe 吸收层和 n-CdS 窗口层形成,但影响电池性能的因素很多,包括 CdS 很薄时需要一个高阻氧化物层。用 CdCl_2 和氧进行热处理以提高 CdTe 质量、CdS 和 CdTe 的相互扩散、与背接触相联系的阻挡层等。

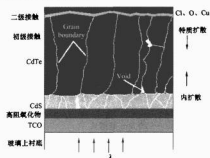


图 2.3-65 CdTe 电池基本结构

3.3.1 窗口层

制造上衬底 CdTe 电池的第一步是在玻璃上镀透明导电氧化物 (TCO) 作为前接触,如 SnO_2 、锡锡氧化物 (ITO)、锡镉锡 Cd_2SnO_4 等。为了使电池获得高电流密度, CdS 层必须很薄,而 CdS 的多晶特性可能引起局部短路或过高的暗电流。在 TCO 和 CdS 之间加第二层高阻透明氧化物层 (称 HRT 层) 能大大改善可能引起的局部短路或过高的暗电流,并能改善结的质量和均匀性。使用的高阻材料包括 SnO_2 、 In_2O_3 、 Ga_2O_3 和 Zn_2SnO_4 等。

大多数 CdTe 电池使用 n 型 CdS 作邻接 CdTe 的窗口层。制作高质量 CdS 受多种沉积工艺因素影响,如化学浴沉积、溅射沉积和物理气相沉积。选择工艺的原则通常要考虑与生产线上的其他沉积工艺是否相容。一般希望 CdS 层尽可能薄,使能量高于带隙的光子尽可能多地到达 CdTe 吸收层而产生高的光电流。

实际上, CdTe 和 CdS 间的互扩散常常导致 CdS 的带隙漂移,降低了窗口层的透过率,从而降低了短波的量子效率。通过 CdS 层的 CdCl_2 热处理使其发生再结晶或通过精确控制器件工艺使剩余 CdS 层的有效厚度降到接近于零可以使互扩散影响降到最低,但实际上省去 CdS 层的 CdTe 薄膜电池性能并不像想象的那样好。

至今最高效率的 CdTe 电池使用了 Cd_2SnO_4 TCO 层和 Zn_2SnO_4 HRT 层的双层上衬底,具有宽光学带隙和固有高电导优点。该措施的另一个特点是, Zn_2SnO_4 HRT 层在工艺过程中对消耗 CdS 有贡献。

3.3.2 CdTe 吸收层和 CdCl_2 处理

在无氧沉积技术中 (如 PVD), 发现沉积后处理实际上比沉积 CdTe 薄膜更重要,沉积后处理包括高温步骤和相结的含氧和氧在 400°C 下的所谓 “ CdCl_2 处理”。“ CdCl_2 处理”有许多方法,如把 CdTe 层浸入 CdCl_2 、 CH_3OH 或 CdCl_2 、 H_2O 溶液中进行干燥而沉淀出 CdCl_2 薄膜,或在 CdCl_2 蒸汽中处理 CdTe 层,或把 CdTe 层暴露于 HCl 或 Cl_2

气氛中。氯也可在 CdTe 薄膜生长中掺入,如在电沉积溶液中以 Cl^- 离子的形式掺入或者作为丝网印刷浆料的组分掺入。根据薄膜厚度,氯掺入后的热循环典型温度范围为 $380\sim 450^\circ\text{C}$ 、时间范围 $15\sim 30\text{min}$,薄膜越厚处理时间越长。

掺杂及热处理所引起的变化与 CdTe/CdS 之前的热化学历程有关。如处理可使薄膜中受微米初始 CdTe 晶粒的再结晶及晶粒生长。表 2.3-12 比较了几种不同方法沉积的 CdTe 薄膜的晶粒尺寸、方面比和晶向。再结晶有两种形式:①晶内或初级再结晶使典型的 (111) 晶向改交到随机晶向;②晶间或次级再结晶导致了晶粒的合并。CdCl₂ 对晶粒生长的促进作用与薄膜的热化学历程和初始晶粒尺寸有关,虽然次级再结晶并不经常发生。高温下沉积的薄膜 (初始晶粒大) 在 CdCl_2 处理前退火或薄膜中含有天然氧化物 CdTeO_3 , 在 CdCl_2 处理中发生小晶粒生长 (次级再结晶)。这是因为表面能达到最小值或被存在的氧化物所束缚。在这样工艺条件下,薄膜的随机化影响占主导,表示 CdCl_2 对晶格排布的影响仍然受晶内控制。

表 2.3-12 CdCl_2 热处理对不同方法沉积的 CdTe 的结构变化

沉积方法	薄膜厚度 [μm]	平均晶粒: D 初始→ CdCl_2 热处理, (μm)	晶向 初始→ CdCl_2 热处理
PVD	4	0.1→1	(111) → (220)
ED	2	0.1→0.3	(111) → (110)
喷涂	10	10→10	随机
丝网印刷	12	约 10	随机
VTD	4	4→4	随机→随机
CSS	8	8→8	随机→随机
溅射	2	0.3→0.5	(111) → (?)
MOCCVD	2	0.2→1	(111) → 随机

后处理也能改善电子性能。仅约 500°C 的空气热处理就能把 CdTe 的薄层电阻降低三个量级。在空气中进行 CdCl_2 处理,把再结晶和产生受主态作用结合起来,也能降低电阻率。掺杂对电子性能的主要影响可能是与 Cd 空位形成了受主复合物。单施主态和双受主态都被推向带边附近,产生了相当浅的单一受主态。虽然这个复合物比单独 Cd 空位是更有效的掺杂剂,但过剩 Cl 会对 Cl_2 施主能产生补偿作用。 CdCl_2 处理能增加电池的光电流和开路电压并降低漏电流。图 2.3-66 比较了三种 PVD 电池 ($4\mu\text{m}$ CdTe, $0.2\mu\text{m}$ CdS) 的 J-V 特性,分别为:背接触相同但无后沉积处理; 550°C 空气热处理;

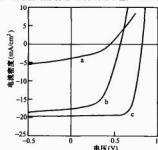


图 2.3-66 具有 $\text{Cu}_2\text{Te}/\text{C}$ 接触和不同后沉积处理的 PVD 器件的 J-V 曲线 (AM1.5)

a—无热处理; b— 550°C 空气中热处理 5min;
c— 420°C 下 CdCl_2 蒸汽处理和 20min 空气处理

420℃下 CdCl_2 优化处理 20min。无处理的电池，器件的光电流很低、串联电阻高。总的光谱响应低，并在 CdTe 带边附近出现一个峰，可能是 $p\text{-}n$ 器件峰。

无论是空气处理或 CdCl_2 蒸汽与空气处理， $J\text{-}V$ 和光谱响应曲线都是 $p\text{-}n$ 结的器件特性，其中 CdCl_2 蒸汽与空气处理的性能最佳。其他方法制作的器件有类似的特性，但起始条件可以在含氧气氛中的高温沉积改进。

CdCl_2 处理对能够改善 CSS 的 CdTe 电池光电流微均匀性。有 CdCl_2 处理的电池，由于 Cl 和 O 对电子性能的影响以及 CdS 扩散入 CdTe 中形成合金从而提高了结空间均匀性。未经 CdCl_2 处理的电池，位于晶界高阻区面积的最大局部光电流很低。 CdCl_2 处理过的样品 95% 以上测量面积上的 QE 达到 0.82，而无 CdCl_2 处理的 QE 仅为 0.50~0.68。

3.3.3 CdS/CdTe 的互扩散

所有 CdS/CdTe 电池在 CdCl_2 处理过程中都要暴露于至少 350℃ 的工艺温度环境。某些情况下还会遇到更高的温度，如喷涂热解。因此， CdTe 和 CdS 之间可能发生化学反应，这是 CdTe 和 CdS 发生体内和晶界间互扩散的主要推动力。 CdTe 和 CdS 在 200℃ 以下的共沉积可以形成连续的 $\text{CdTe}\text{-}\text{CdS}$ 固溶合金体系。这些合金的光学带隙依下式关系随组分而变化： $E_g(x) = 2.40x = 1.51(1-x) - bx(1-x)$ ，其中参数 b 约为 1.8，如图 2.3-67 所示。然而合金薄膜在 400℃ 以上进行热处理能够诱导相分离，在平衡的 $\text{CdTe}\text{-}\text{CdS}$ 混晶中存在互溶性间隙。许多 $\text{CdTe}\text{-}\text{CdS}$ 混晶 $T\text{-}x$ 相图关系是在 625℃ 以上温度下确定的，超过了薄膜 CdTe/CdS 结构的一般沉积工艺温度。现已通过平衡 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 合金薄膜品格参数的确定把温度推广到 360℃，如图 2.3-68 所示。用非对称相边界热力学分析和非理想热力学解求出 CdS 在 CdTe 中的正剩余混合焓值为： $\Delta H^{\text{EX}} = 3.5\text{kcal/mol}$ ， CdTe 在 CdS 中的 $\Delta H^{\text{EX}} = 5.6\text{kcal/mol}$ 。通过 CdS 溶解在 CdTe 中的实验，得到的剩余混合焓支持了根据第一原理带结构理论对 $\text{CdTe}\text{-}\text{CdS}$ 体系的计算结果。

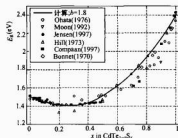


图 2.3-67 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 合金薄膜的光学带隙与组分的关系
 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 固态合金是闪锌矿 (F-43m) 结构， CdS_{1-y}

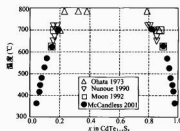


图 2.3-68 $\text{CdTe}\text{-}\text{CdS}$ 假二元相图

Te_y 是纤锌矿 ($\text{P6}_3\text{mc}$) 结构。准稳态薄膜在 $x=0.3$ 处发生闪锌矿结构向纤锌矿结构的转变，而且每一种结构类型中的品格参数都服从 Vegard 定律。准稳态平衡的 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 合金薄膜具有相同的 E_g 依赖关系，最小值 1.39eV 与闪锌矿-纤锌矿过渡区对应。

在 CdCl_2 空气处理过程中 CdS 和 CdTe 间的相互扩散在吸收层中形成 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 和 $\text{CdS}_{1-y}\text{Te}_y$ 合金。 CdTe 扩散进 CdS 中可以使窗口层在 500~650nm 波长间的透过率降低，但可以通过 CdS 层在沉积 CdTe 前进行热处理增加 CdS 的晶粒尺寸和密度进行改进。但 CdS 扩散进 CdTe 的过程较快而且难以控制，尤其是超薄 (小于 100nm) CdS 薄膜电池结构。持续扩散产生的薄膜内品格参数重新分布很容易用 X-射线衍射分析检测 (见图 2.3-69)。

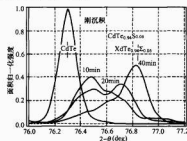


图 2.3-69 PVD- CdTe/CdS 薄膜结构的 (511)/(333) 反射的时间进程 X-射线衍射扫描

注：薄膜在 250℃ 沉积并在 $\text{CdCl}_2 + \text{Ar} + \text{O}_2$ 蒸汽中 420℃ 处理，图中标出了纯 CdTe 和 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 合金 ($x=0.06$) 的位置。

对已知晶粒结构的薄膜进行扩散过程进行定量分析表明，扩散是通过 Fickian 体和晶界进行的，扩散过程服从 Arrhenius 温度关系 (见图 2.3-70)。在上衬底和下衬底结构中用单晶 CdTe 和薄膜耦合求出了 CdS/CdTe 的体扩散率，得出的活化能 (3.0eV) 对应于 Cd 通过 Cd 间隙的自扩散。同样，对上衬底和下衬底薄膜偶得出了类似的晶界扩散率，活化能约为 2.0eV (见图 2.3-71)。体扩散率对处理气氛的化学组分不很敏感，如图 2.3-72 所示。但晶界扩散过程会在 CdCl_2 处理过程中被 CdCl_2 和 O_2 分压强化。试验证明在 CdCl_2 处理之前的进行晶界氧化或在含氧气氛中沉积 CdTe 薄膜能够减慢晶界扩散。

电池中形成合金有利有弊。互扩散过程使吸收层带隙变窄，使长波量子效率提高。虽然这个收益被内建电压的降低有所抵消，但在喷涂热解所制作的合金 $\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$ 吸收层

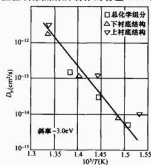


图 2.3-70 体扩散吸收与处理温度倒数间的 Arrhenius 曲线

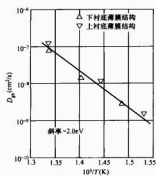


图 2.3-71 晶界扩散系数与处理温度倒数的 Arrhenius 关系

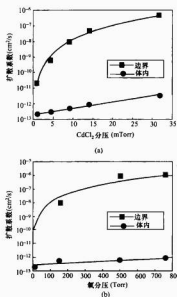


图 2.3-72 体和晶界扩散系数的敏感性
(a) 对 $p\text{CdCl}_2$ 在恒定 $p\text{O}_2 \sim 125 \text{ Torr}$, $T = 420^\circ\text{C}$
(b) 对 $p\text{O}_2$ 在恒定 $p\text{CdCl}_2 = 9 \text{ Torr}$, 在 $T = 420^\circ\text{C}$

($x > 0.05$) 电池中, 得到了超过 820 mV 的开路电压。相互混合降低界面应力, 并可能降低电池的暗电流, 降低 CdS 薄膜厚度能增加窗口层通过率, 但 CdS 层的不均匀消耗会产生结的横向不连续性。

3.3.4 背接触

由与 CdTe 相连的主接触 (一般由含碲 p^+ 表面组成) 和次接触 (携带电流的导体) 组成。已经证明获得低阻抗接触是具有挑战性的。最普遍的办法是通过选择性腐蚀形成 Te-富表面然后加铜或含铜材料。Cu 与 Te 反应形成 p^+ 层从而与金属或石墨接触。Cu 在 CdTe 是一个较浅的施主, 并可以从掺杂接触材料中 (如石墨浆料或 $\text{ZnTe} + \text{Cu}$ 扩散进 CdTe)。

在形成铜层之前有多种表面处理方法来降低背面势垒。表 2.3-13 总结了表面处理以及背接触使用的典型相应材料。

表 2.3-13 背接触形成方法

CdTe 沉积方法	表面处理	主接触	热处理	附加接触
PVD	$\text{Te} + \text{H}_2$	Cu	$200^\circ\text{C}/\text{Ar}$	C
ED	BDH	Cu	无	Ni 或 Au
喷涂	腐蚀	C+掺杂剂	无	无
丝网印刷	无	C+Cu 掺杂剂	$400^\circ\text{C}/\text{N}_2$	无
VTD	BDH	Cu	$200^\circ\text{C}/\text{Ar}$	C
CSS	NP 腐蚀	$\text{C} + \text{HgTe} + \text{Cu}$	$200^\circ\text{C}/\text{He}$	Ag 浆
溅射	Br 腐蚀	$\text{ZnTe} + \text{N}$	原位	金属
MOCVD	Br 腐蚀	$\text{ZnTe} + \text{Cu}$	原位	金属

注 NP=硝酸和磷酸混合物, BDH=相继在溴中、二磷酸、硼的反应。

Cu 在 CdTe 中的体扩散系数高 ($3 \times 10^{12} \text{ cm}^2/\text{s}$, 300K), 加之 Cu 的多价态和弱 Cu-Te 键, 可能会产生稳定问题。在背接触中可以用其他碲化物如 $\text{ZnTe} + \text{N}$ 和 Sb_2Te_3 替代铜, 它们既能与 CdTe 形成合理接触又与适当金属形成小的势垒。然而与 Cu 接触至今尚未有重大进展。背接触势垒可见图 2.3-73, 它是 $2 \mu\text{m}$ 厚 CdTe 层的计算结果。

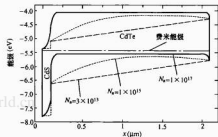


图 2.3-73 $V=0$ 的 CdTe/CdS 结的能带图
三种 CdTe 接收器密度值, 背接触势垒为 0.3 eV

背接触本质上是一个极性相反的次级二极管, 其势垒小于主结二极管。对于厚吸收层或有合理大的载流子密度层 (实线), 在大部分吸收层厚度方向上的带是平的, 主结有效电阻阻挡住正向电流, 而背势垒对电流-电压曲线的影响很小。然而对于载流子密度更典型的 CdTe (虚线和点线之间), 主结耗尽层宽度和背接触二极管重叠。电子势垒的有效降低意味着正向电流更容易流动, 从而降低了开路电压。

3.3.5 太阳能电池特性

CdTe 太阳能电池性能可以直接从电流-电压 (J - V)、量子效率 (QE)、电容-频率 (Gf) 和电容-电压 (CV) 的测量中得到。创效率纪录电池的 J - V 曲线服从有附加因子的标准二极管方程, 该附加因子是考虑了回路电阻及非热离子发射的正向电流机理

$$J = J_0 \exp\left[\frac{(V - JR)}{AkT}\right] - J_{sc} + V/r \quad (2.3-13)$$

对于创记录效率 CdTe 电池的光照 J - V 曲线, 前置因子 J_0 为 $1 \times 10^{-9} \text{ A}/\text{cm}^2$, 串联电阻率 R 为 $1.8 \Omega \cdot \text{cm}^2$, 二极管质量因子 A 为 1.9, 并联电阻率 r 为 $2500 \Omega \cdot \text{cm}^2$ 。 R 和 A 值用参考文献 [93] 求出。创记录效率 CdTe 电池的正向电流 ($J + J_{sc}$) 数据是用对数坐标重新画在图 2.3-74 中, 高效 GaAs 电池数据也画在其中作比较。因为 CdTe 和 GaAs 的带隙几乎相同, 理想情况下它们应当有相同的 J_0 下限、相同的 V_{oc} 和相同的 J - V 特性, 假定它们都是受带-带复合控制。两个曲线都对串联和并联电阻 (R 和 r) 进行了小的

修正。由于吸收层材料有类似的带隙, CdTe 和 GaAs 电池应当有类似的 $J-V$ 曲线。然而 V_{oc} 的差别接近 200mV。在最大功率点 (MP), 电压差接近 300mV, 因为 CdTe 的 A-因子为 1.9 而 GaAs 为 1.0。物理差别是由于 CdTe 结有附加的复合电流途径。在额定运行条件下, CdTe 电池的这个多余正向电流大约比 GaAs 电池大两个数量级。这就意味着, 通过降低这种复合, 在改进 CdTe 的 V_{oc} 方面有相当大的空间。从图 2.3-73 的带图明显看出, 在中间带态密度足够高的情况下, CdTe 中的低掺杂水平将强化复合电流。而且, 低掺杂水平及其场分布可能会降低少子运输, 导致更显著的电势-收集依赖关系, 从而降低 J_{MP} 。

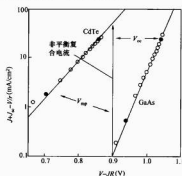


图 2.3-74 高效 CdTe 和 GaAs 电池光照 $J-V$ 特性的对数曲线比较 (电阻影响经过修正)

背接触势垒对器件带图的影响如图 2.3-73 所示, 对 $J-V$ 曲线影响表示在图 2.3-75 中。假定两个耗尽区不重叠, 两个二极管可处理为独立的电路单元。对这些曲线进行计算拟合, 背面二极管势垒高度为 0.3eV, 拟合结果非常好。当温度降低时, 背面势垒的影响变大。在的第一象限这个影响非常强烈, 一般用“翻转”形 $J-V$ 曲线表示。图 2.3-75 中那些 $J-V$ 曲线的“翻转”程度与制作背接触中使用的铜量有关。随着使用铜量的减小, 观察到“翻转”的温度越高, 意味着背接触势垒越大, 它对电池性能的影响就越大。大量铜的加入降低了背接触势垒, 并因此表现出“翻转”, 但也能导致 CdTe 电池稳定性的降低, 至少对高温下的电池如此。当 CdTe 电池处在高温 (典型 60~110℃) 下的时间较长, 电池性能会发生重大变化。这些属于“应力”试验研究, 一般首先看到填充因子的降低, 接着是 V_{oc} 降低。只有在极端情况下才影响到 J_{sc} 。

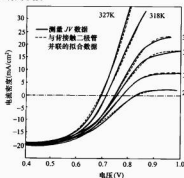


图 2.3-75 有背接触势垒的 CdTe 电池的测量和计算曲线

图 2.3-76 表示 NREL 制造的 CdTe 电池的光照 $J-V$ 曲线, 在不同时间、100℃ 和开路偏压下进行光照试验, 电池来自不同制造商。那些暗 $J-V$ 曲线和其他 CdTe 电池也表现出“翻转”随着温度应力增加而逐渐增加。定性地对图 2.3-75 和图 2.3-76 中的器件进行 $J-V$ 测量表明, 当温度降低时“翻转”增加或者在 100℃ 和开压下当时间增加时应力增加。当 $J-V$ 测量的温度降低时, 受主浓度降低, 导致背面势垒高度受到更大影响, 如图 2.3-73 所示。在应变器件中的“翻转”同样可能是由于 CdTe 层中的载流子浓度的降低。

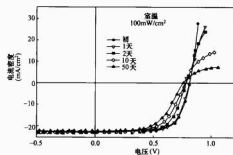


图 2.3-76 CdTe 电池在 V_{oc} 状态下暴露于 100℃ 的 $J-V$ 曲线

背接触中铜较少时, 电池效率降低较小。铜自背接触区的移出速度比正向偏压降低了电池内的电场时较快, 而且对性能至少有两个影响: 一是增加背面势垒高度, 与无铜情况类似; 二是铜向前结运动对电池性能有害影响可能被晶界路径强化。

CdTe 电池性能随应变温度变化的关系存在着矛盾现象, 研究推导出的经验活化能约 1eV, 由此推测 100℃ 的 $J-V$ 变化要比电池板典型户外温度下的年度变化加速 500~1000 倍。由此预测它们在场地使用很多组件性能不会有重大变化。

另一个“应变”研究表明, 当电压偏置在短路或最大功率点时, 或在光子到达 CdTe 太阳能电池吸收层之前存在各种光学损失, 光子穿透吸收层的不完全吸收也产生光学损失。太阳能电池的 QE 是分析这些损失的有力工具, 特别是把电池和窗口层的单独反射和吸收测量结合考虑时。图 2.3-77 是有相当大 J_{sc} 损失的 CdTe 电池。

为了定量分析图 2.3-74 中的光子损失, 测量的 QE 乘以光谱 (单位为光子数/cm²/nm) 对波长积分, 然后乘以单

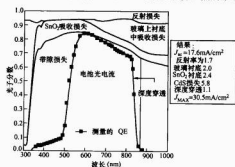


图 2.3-77 CdTe 电池的光子损失和量子效率与波长的关系

位电荷得到 J_{sc} 。为了比较, 用同样计算和 QE 为 1 积分到带隙截止波长 (柯直线), 求出的最大电流密度 J_{max} 为 30.5 mA/cm^2 ($E_g = 1.5 \text{ eV}$)。

图 2.3-77 中的光损失包括电池反射、玻璃衬底吸收、 SnO_2 导电接触吸收以及以 250 nm CdS 窗口层吸收相关的 500 nm 以下的损失。从电池结构的每层完成后的反射和透射数据可以求出每层的吸收。趋近带隙的其余损失区可能是由于光子穿透太深所致。对这些损失光谱积分, 用照射光谱再次加权, 给出了每一种电流密度损失, 这些损失在图 2.3-77 中列出 (SG-AM1.5, 100 mW/cm^2)。损失之和为测量值和最大电流密度之差。

插图定量地告诉我们, 用较薄的 CdS 窗口层可能使电流得到相当大的提高, 而用不同玻璃和改进 SnO_2 工艺对电流影响较小。通过减反射涂层或者更好地收集进入深层的光子来提高 J_{sc} 的潜力甚至可能更小, 但更大程度降低损

失确实是可能的, 如创纪录电池的 J_{sc} 达到 26 mA/cm^2 , 来自玻璃、 SnO_2 和 CdS 吸收的每个损失因子都大于 5。小于图 2.3-75 所示的电池, 而且没有单独一项损失因子的贡献大于 1 mA/cm^2 。

太阳能电池的电容能够给出带隙内附加态的信息, 而且常常给出吸收层内载流子密度的可靠分布。图 2.3-78 (a) 表示在 0、-1、-3V 三种偏压下 CdTe 电池的测量电容与频率的关系, 相当小的电容对应于小载流子密度和大耗尽层宽度。大耗尽层宽度意味着, 电场区域内的绝大部分光子被吸收, 因此电流随电压变化并不显著。曲线在近 30 个频率范围都是相当平的, 这个事实充分说明, 它们受附加态的影响并不严重。高频的上拐点是回路电感所致, 在低频处曲线的离散点是由于设备异常所致。一般情况平区中间的频率 (此处为 75 kHz) 选作 C-V 测量用。

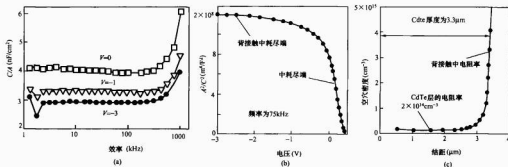


图 2.3-78 CdTe 太阳能电池的电容测量和空穴密度的确定

75 kHz 处的电容—电压关系通常以 $C^2 \sim V$ 格式画在图 2.3-78 (b) 中, 在给定电压下由于 $C/A = \epsilon/w$, 因此竖轴正比于耗尽层宽度 (w) 的平方。斜率反比于耗尽边界的载流子密度。在这种情况下存在两个明显的区域。在反偏压下, C^2 (即耗尽层宽度) 变化非常小。然而在接近零偏压和进入正向偏压, 耗尽层能够宽度变得相当窄。

可用同一数据作图表示空穴密度 ρ 与耗尽层宽度关系 [见图 2.3-78 (c)], 假定耗尽层基本上全在吸收层内, 故耗尽层宽度可看作是离结的距离。

根据 $C^2 \sim V$ 曲线提出的两个区域已经变得非常清晰。对于进入 CdTe 的最初 $3 \mu\text{m}$, 空穴密度非常低 (10^{14} 的中范围), 之后剧烈增加。因为这 $3 \mu\text{m}$ 是 CdTe 层厚度, 空穴密度急剧增加发生在耗尽边界进入背接触的区域。事实上, 这个 CdTe 的测量厚度稍大于 $3 \mu\text{m}$, 而且电子厚度与物理厚度一般相当。这是因为晶界及高缺陷品粒等局部面积处的背接触材料渗入 CdTe 并有效地降低了它的厚度, 接着的高温循环也降低了 CdTe 的厚度。通过电容技术确定 CdTe 太阳能电池的空穴密度在 $1 \times 10^{14} \sim 8 \times 10^{14} / \text{cm}^3$ 之间。相对低的载流子密度可能是获得高效电池的一个障碍。低空穴密度的直接影响是, 自价带最大算起的费米能级仅为 $250 \sim 350 \text{ mV}$, 因此限制了结势垒, 从而限制了 V_{oc} 。一个更大问题是低空穴密度说明过刺激合态是影响图 2.3-75 中电压和填充因子差别的主要原因。

3.4 CdTe 组件

CdTe 光伏组件是由上衬底 CdTe 电池通过电互联和封装组成。组件的功率输出与单电池输出、互联结构、非活性

面积损失以及互联电阻损失有关。规模化高效电池组件性能与小面积批工艺技术 (如 CdCl_2 处理) 向大面积连续化工艺技术的成功转移有关, 而且与非活性面积、电阻损失以及低成本玻璃造成的光学损失有关。制造商的目的是获得大面积 CdTe/CdS 电池组件, 这些电池在高生产率制造过程中应具有大面积均匀的物理和电学性能。

相邻电池间的电互联一般是通过生产工艺过程中的单体集成实现。在制造的不同阶段通过沉积层的刻划实现互联。刻划有机械和激光方法。第一次刻划使 TCO 前接触绝缘; 第二次刻划 CdS 和 CdTe, 为相邻电池提供从 TCO 到背接触的电通道; 第三次刻划使电池间的背接触绝缘。图 2.3-79 表示单体互联组件。每个单电池产生的光电流从一个组件的末端流向另一个, 组件电压是串联单电池的电压之和。

图 2.3-79 中的 CdTe 电池以玻璃为上衬底。选择玻璃以成本、透光率和耐热性能为依据。低铁钠钙玻璃具有高透过率和成本低的优点。

CdTe 光伏组件的商业化与原材料的供给能力有关, 特别是碲和锗。根据材料要求, 设备制造能力为 1 MW/年 ,



图 2.3-79 三次激光刻划的串联集成 CdTe 组件的示意

Cd 和 Te 的利用率为 100%，吸收层为 $2\mu\text{m}$ 厚，将要求大约 1t CdTe，折合 0.4t 镉和 0.6t 碲。两种元素都是冶金副产品，在锌、铜和铅的冶炼中得到，从电解铜和铅生产的矿渣中获得。碲是稀有和昂贵元素，供给能力估计约每年约 1600t，纯度为 95% 的镉和碲的成本分别目前约 24 000 美元 12t/吨和约 40 000 美元/t。因而生产 1MW CdTe 电池，镉和碲总的成本为 34 000 美元，每瓦低于 0.10 美元，远比 1MW CdTe 电池需要的 100 000 μm^2 衬底玻璃/TCO 的价格低得多，后者等于每瓦 1.08 美元。

目前一般的 CdTe 组件效率为 10%，面积 1m^2 的峰值功率 90W。2005 年世界 CdTe 组件的产量约 6MW。制造商有 First Solar (美国)，Antec Solar GmbH (德国)，日本三菱公司等。它们的组件参数列在表 2.3-14 中。

表 2.3-14 CdTe 组件性能总结 (2002 年)

制造商	国家	CdTe 方法	组件功率 (W)	开口面积效率 (%)	组件尺寸 (m^2)
Antec	德国	CSS	47	7.0	0.66
BP Solar	美国	ED	92	11.0	0.84
First Solar	美国	VTD	67	10.1	0.66
Matsushita	日本	丝网印刷	59	11.0	0.54

First Solar 组件使用气相运输工艺在移动衬底上沉积 CdTe，在维持高衬底温度下获得了高沉积速率，衬底为氧化锡的钙玻璃。

BP Solar 组件使用了电沉积 CdTe 薄膜并通过批工艺同时沉积很多组件的路线克服了生产的低生产率问题。工厂有八个反应室成罐。每个罐可加工 40 个 0.55m^2 衬底，或 24 个 0.94m^2 衬底。BP Solar 2003 年宣布停产。

Antec 组件使用 CSS 沉积 CdTe 层。薄膜 CdTe 太阳能电池面临的制造问题是，在保持小面积高效率的同时，控制生长过程的均匀性、重复性以及预期寿命的生产认证。

3.5 CdTe 电池未来发展趋势

CdTe 薄膜光伏器件在能源生产方面的前景决定于材料性质、器件性能、规模化生产制造成本、组件稳定性等因素。除了提高单结器件的效率外，通过与其他 II-VI 族金属的合金调整吸收层带隙促进开发效率接近 30% 的多结电池。把单结高效电池的批工艺转化为连续化的组件生产工艺以及开发高效多结电池从而达到生产成本大幅度降低的目的。为此要求对高效和长期稳定性所需要的工艺条件及关键材料性能作深入研究。

在开发高效 (约 20%) 单结薄膜电池方面已取得重大进展。达到 20% 效率的目标与深入研究影响电池开路电压和填充因子的物理机制有关。最高纪录 CdTe 薄膜电池的电流密度已经达到其理论值的 80% (AM1.5 光照)，更高的电流密度有赖于减小玻璃/TCO/CdS 结构中的光学损失。实际得到的最高 V_{oc} 约 830mV、填充因子 FF 约 75%，还有相当大的提高空间。提高 CdTe/CdS 电池效率的关键研究方向是：① 确认并降低晶内缺陷密度；② 增加 CdTe 中 p-型载流子浓度；③ 消除或者控制因针孔引起的漏电；④ 确定并克服膜层接触性能的限制因素。

除了单结器件基础外，CdTe 可以与其他 II-VI 族混合物形成合金以改变带隙，为多结电池设计提供宽范围光子性能的基础。在光伏异质结器件中，由 Cd、Zn、Hg 阳离子和 S、Se、Te 阴离子组成的半导体的光学带隙范围很宽。因此，有可能通过调整材料性能 (见表 2.3-15) 将它们用于优化器件设计。很多 II-VI 族半导体具有高的光吸收系

数 (约 $10^5/\text{cm}$) 和直接光学带隙，因此适宜于薄膜光伏器件应用。下一代多结电池要求顶电池吸收层的带隙约为 1.7eV。

表 2.3-15 中被阴离子交替分开的假二元化合物合金系统的光学带隙范围很宽，适宜于作地面太阳能电池的吸收层。相同结构系统的 $\text{Cd}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$ 和 $\text{Hg}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$ 为可调节范围带隙和可控的 p-型电导率提供了条件。

表 2.3-15 适宜于作吸收层的假二元 II-VI 合金的性质

化合物	单晶光学 E_g 范围 (eV) (300K)	光学弯曲参数	稳定结点结构	可能性间隔
阳离子替代				
$\text{Cd}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$	1.49~2.25	0.20	ZB-ZB	无
$\text{Hg}_{1-x}\text{Cd}_x\text{Se}$	0.10~1.73		ZB-W	无
$\text{Hg}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$	0.15~2.25	0.10	ZB-ZB	无
阴离子替代				
$\text{CdTe}_{1-x}\text{S}_x$	1.49~2.42	1.70	ZB-W	有
$\text{CdTe}_{1-x}\text{Se}_x$	1.49~1.73	0.85	ZB-W	
$\text{CdSe}_{1-x}\text{S}_x$	1.73~2.42	0.31	W-W	无
$\text{HgTe}_{1-x}\text{S}_x$	0.15~2.00		ZB-ZB	
$\text{HgSe}_{1-x}\text{S}_x$	0.10~2.00		ZB-ZB	

$\text{Cd}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$ 的薄膜太阳能电池从 20 世纪 80 年代开始研究，所使用的沉积方法有两种：沉积后反应合成 (ISCT) 和 MOCVD (GTT)。CdS/ $\text{Cd}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$ 器件用的是沉积后反应合成法制备 $\text{Cd}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$ 薄膜， $x=0.1$ ，对应的 E_g 为 1.6eV，效率 3.8%， V_{oc} 和 FF 都很低。在 MOCVD 制备的 CdS/ $\text{Cd}_{1-x}\text{Zn}_x\text{Te}$ 器件中，发现 CdCl_2 与空气处理步骤使合金化学转变为挥发性的 ZnCl_2 ，带隙从 1.7eV 降到 1.55eV。带隙为 1.55eV 的最好电池转换效率为 4.4%。

空间 CdTe 电池的 AMO 功率/重量比希望大于 1000W/kg。三种方法的研发结果如下：① 薄膜沉积在轻量化柔性衬底 (下衬底) 上的 AM1.5 效率 6%~7%；② 把完成的上衬底电池从刚性衬底转移到轻量化柔性下衬底上，AM1.5 效率 11%；③ 在 $100\mu\text{m}$ 厚的薄玻璃上 (上衬底) 直接沉积，效率 11%。在 1MeV 的电子轰击下 (10^{14} ~ $10^{16}/\text{cm}^2$) 得到了令人鼓舞的 CdTe/CdS 电池稳定性结果。

镉的毒性在太阳能电池制造和使用中对环境影响问题越来越受到关注。首先，组件与环境之间要进行很好的密封，既保护电池免受环境破坏又能在组件即使遭受机械损坏时保持在半导体材料。寿命预期组件中几乎所有的镉可以大致 5 分/W 的成本回收。薄膜 CdTe 组件中使用的镉量是相当少的。 1m^2 面积的 CdTe 组件大约产生 100W 功率，使用 $2\mu\text{m}$ 厚 CdTe 层的镉含量不足 10g，与一只镍-镉闪光蓄电池大约相当。在更大的规模上，整个美国电网换成 CdTe 组件，镉大约需要量为 40 000t。假定寿命循环为 30 年，需要量为目前世界产量的 7%。

4 碲化铜太阳能电池

4.1 引言

碲化铜是 I-III-VI 族三元化合物半导体，化学式为 CuInSe_2 ，简称为 CIS，带隙为 1.02eV。用镓 (Ga) 代替部分铜 (Cu) 可以提高带隙 (1.1~1.2eV) 和电池效率，化学式为 $\text{In}(\text{InGa})\text{Se}_2$ ，简称为 CIGS。碲化铜 (CIS 或 CIGS) 太阳能电池一直被认为是最高效低成本薄膜太阳能电池之一，一是因为该薄膜仅几微米厚，具有低成本、大面积、

高沉积速率制造单体互连组件的优点；二是已制造出高效率的 CIGS 电池和组件。美国国家实验室 (NREL) 的创纪录电池效率为 19.5% (面积 0.5cm^2 , AML 5G)。我国南开大学的采用三步法蒸发沉积得到转换效率为 14.3% (面积 1cm^2) CIGS 电池。一些公司也能制作出效率大于 12% 的组件, 如 Showa Shell 的组件面积达 3459cm^2 、效率达 13.4% 等。三是 CIGS 太阳能电池组件有卓越的户外试验长期稳定性。除了具有地面应用的优点外, CIGS 太阳能电池还表现良好的抗辐照特性, 且可用轻的柔性衬底, 有希望在空得到应用。

CIS 太阳能电池的历史开始于 20 世纪 70 年代初贝尔实验室的工作。此后技术不断发展。第一个 CIS 太阳能电池是在 p-型单晶 CIS 上蒸发 n-型 CdS 制备的。经过优化, 户外晴天照射下太阳能电池效率达到 12%。

由于高质量单晶生长困难和薄膜的突出优点, 从一开始 CIS 电池的研发工作几乎全部都集中在薄膜上。第一个薄膜 CIS/CdS 器件是在 Se 过剩条件下蒸发 CIS 粉末而制备的, 但真正受到广泛注意是从波音实验室的 9.4% 高效电池开始的。与此同时人们开始从电化学稳定性差的 $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$ 薄膜太阳能电池转向 CIS 薄膜电池。

波音公司是采用“共蒸发”(元素源彼此分开同时蒸发)沉积 CIS 薄膜, 衬底为镀银背电极的玻璃。蒸发 CdS 或沉积 (CdZn)S 主栅后完成器件, 其中 CdS 主栅层由未掺杂 CdS 和掺锡 CdS 双层组成。ARCO 太阳能公司采用 Cu 和 In 两步沉积和低温反应性 H_2S 处理技术。整个 20 世纪 80 年代波音和 ARCO 太阳能公司开始着力解决规模化制造中的困难问题 (如成品率和生产率等)。共蒸发技术经不断改进已成为今天高效 CIGS 电池的基础。其中最重要的改进包括:

(1) 用 Ga 替代部分 In 使吸收层的带隙由 CIS 的 1.02eV 增加到 CIGS 的 1.1~1.2eV, 使电池效率得到大幅度提高。

(2) 用小于或等于 50nm 的未掺杂 CdS 层和 ZnO 导电层替代 1~2μm 厚的掺杂 (CdZn)S 层, 增加了短波 (兰波) 响应, 从而增加了电池电流。

(3) 用钠钙玻璃代替硼硅玻璃衬底。最初只因钠钙玻璃成本低且与 CIGS 有良好热匹配, 很快就清楚玻璃中钠的扩散带来的有益影响使器件性能得到提高并使工艺适应范围变宽。

(4) 开发出先进的吸收层制造工艺, 这种工艺与带隙渐变结合提高了器件的电压和电流。

这些早期有成效的工作和 CIGS 的良好光电学性能 (直接带隙、高吸收系数和本征 p-型导电性), 使 CIGS 成为最有希望的太阳能电池之一。科学技术的发展越来越清楚表明 CIGS 是一种非常吸引人的材料, 因为: ① 高效器件对 CIGS 薄膜的成分变化容忍很宽; ② 晶界具有固有钝化特性, 即使薄膜晶粒小于 1μm 也可使用; ③ 器件性能对 CIGS 和 CdS 之间的晶格失配或结处杂质引起的缺陷不敏感, 由于后者, 尽管在结晶形成之前 CIGS 就暴露于空气, 仍能作出高效器件。

世界上许多研究小组已制备出高效 CIGS 太阳能电池, 虽然工艺各异, 但电池结构基本相同: 在镀 Mo 背接触衬底上制备 CIGS/CdS 结。图 2.3-80 是一个标准 CIGS 器件示意图, 衬底为钠钙玻璃, 溅射钼铜作背接触。在 CIGS 薄膜沉积后, 用化学溶液沉积厚度小于或等于 50nm 的 CdS 薄膜形成结, 然后沉积高阻 ZnO 层和高电导率 ZnO 掺杂层, ZnO 层一般用溅射或 CVD 沉积。采用栅线或单体互联分别完成器件或组件。

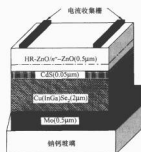


图 2.3-80 典型的 CIGS 太阳能电池横截面示意

4.2 材料性质

对 CIGS 薄膜的认识主要建立在纯 CIS 材料的研究基础上。但制作太阳能电池的 CIGS 薄膜中含有大量 Na (0.1% 量级)。即使 CIS 的性质为认识器件质量的 CIGS 材料奠定了良好基础, 但薄膜中 Ga 和 Na 的存在使薄膜性质产生了显著变化。本节对 CIGS 薄膜的结构、光学、电学性质以及表面、晶界和衬底的影响进行讨论, 并对由 CuGaSe₂ 通过合金形成 CIGS 的影响以及 Na 和 O 对 CIGS 性质的影响予以讨论。

4.2.1 结构和组成

CIS 和 CIGS 的结构都为黄铁矿。类金刚石结构与闪锌矿相似, 只是族 I (Cu) 和族 III (In 或 Ga) 元素有序地替代了闪锌矿中的族 II (Zn) 的位置, 形成了一个四方单元晶包, 如图 2.3-81 所示。四方晶格参数比 c/a 接近于 2 (见表 2.3-18)。与 $c/a=2$ 的偏差称四方变形, 起因于 Cu-Se、In-Se 或 Ga-Se 键的强度不同。

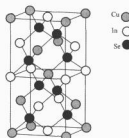


图 2.3-81 黄铁矿晶格结构的单位晶胞

表 2.3-16 CIS 的选择性

性质	数 值	单 位
晶格常数	a	5.78 Å
	c	11.62 Å
密 度	5.75	g/cm^3
熔化温度	986	°C
热膨胀系数	(a 轴)	8.32×10^{-6} 1/K
(273K)	(c 轴)	7.89×10^{-6} 1/K
热导率 (273K)	0.086	
介电常数	低频	13.6 ± 2.4
	高频	8.1 ± 1.4
	电子	0.09
有效质量 $[m_v]$	空穴 (重)	0.71
	空穴 (轻)	0.092
能隙		1.02 eV
能带温度系数		-2×10^{-4} eV/K

图 2.3-82 以三相图形式表示 Cu-In-Se 体系中可能存在的相。在 Se 过剩条件下 (CIGS 的正常生长条件) 制备的 Cu-In-Se 薄膜, 其组分完全落在或接近 Cu_2Se 和 In_2Se_3 的连线上 (相图), 黄铁矿 CIS 和称为有序缺陷化合物 (ODC) 的许多相一样位于该线上, 因为它们的晶格结构都属于有序嵌入本征缺陷的黄铁矿。通过复制的伪二元相图 (见图 2.3-83) 详细表示出 CIS 附近的 $\text{Cu}_2\text{Se-In}_2\text{Se}_3$ 连线。此处 α 为黄铁矿 CIS, δ 为闪锌矿结构的高温 (HT) 相, β 为 ODC 相。有趣的是, 低温下的 CIS 单相区比以前认为的要窄, 而且不含 25% Cu 的成分。在较高温度下 (约 500℃) 生长薄膜, 相区向富 In 边加宽。器件质量薄膜的典型平均组成为 22at. %~24at. %Cu, 在生长温度下落入单相区。

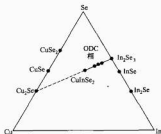


图 2.3-82 Cu-In-Se 系统的三元相图

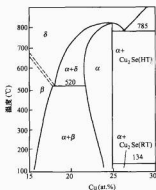


图 2.3-83 CIS 黄铁矿周围组分 (标为 α) 的伪二元 $\text{InGaSe}_2\text{-Cu}_2\text{Se}$ 平衡相图

CIS 可以任何比例与 CuGaSe_2 形成 CIGS 合金。同样, 在伪二元相图末端的二元相 In_2Se_3 可以通过合金形成 $(\text{InGa})_2\text{Se}_3$, 在 $\text{Ga}/(\text{In}+\text{Ga})=0.6$ 处发生了结构变化。在高效器件中 $\text{Ga}/(\text{In}+\text{Ga})$ 的典型比例为 0.2~0.3。

CIGS 的重要特性之一是它能够适应大组分变化而光电性能无明显变化。这个特性使它有可能作为高效低成本光伏组件的基础材料。高效太阳能电池的组分为 $\text{Cu}/(\text{In}+\text{Ga})$ 为 0.7~1.0。理论计算表明, 缺陷复合物 $2\text{V}_{\text{Cu}}+\text{In}_{\text{Cu}}$ (即两个 Cu 空位和一个 In 在 Cu 上的反位缺陷) 的生成能非常低, 而且是非电活性的。因此这种缺陷复合物的生成可以补偿 CIS 中的贫 Cu/富 In 组分, 对光伏性能没有负面影响。

添加 Ga 或 Na 可以生成黄铁矿相区。由于 CuGaSe_2 中 Ga_{Cu} 的生成能比 CuInSe_2 中 In_{Cu} 的生成能高, 使得有序缺陷化合物生成趋势降低, 导致 $2\text{V}_{\text{Cu}}+\text{In}_{\text{Cu}}$ 缺陷团簇不稳定。对 CIS 结构中 Na 的影响计算表明, Na 替代了 In_{Cu} 反位缺陷, 降低了补偿施主的密度。试验也表明 Na 强烈地降低了薄膜

中补偿施主浓度。与 Na 占据 Cu 空位倾向的同时, 反位缺陷生成趋势的降低也抑制了有序缺陷化合物生成。理论和实验都说明, Na 使单相黄铁矿存在的组分范围增加, 从而使电导率增加。

4.2.2 光学性质

CIS 的吸收系数 α 非常高, 1.4eV 以上光子的 α 大于 $10^6/\text{cm}$ 。一般直接带隙半导体的基本吸收边可以用式 (2.3-14) 描述

$$\alpha = A(E - E_g)^2/E \quad (2.3-14)$$

比例常数 A 与光子吸收相关的态密度有关。根据这个关系式可以得到 $E_g = (1.02 \pm 0.02)\text{eV}$ 。温度服从下式关系

$$E_g(T) = E_g(0) - \alpha T / (b + T) \quad (2.3-15)$$

式中 a 和 b 为常数。一般情况下, dE_g/dT 大约为 $2 \times 10^4 \text{ eV/K}$ 。

用椭圆仪测量单晶样品得到介电常数和不同偏振情况下的复折射率, 由此得到 CIS 的带隙值为 1.04eV。

对不同组分的 CIGS 体多晶样进行了椭圆仪测量, 组分变化依据 $x = \text{Ga}/(\text{Ga}+\text{In}) = 0 \sim 1$, 图 2.3-84 给出了 $x=0$ 和 0.2 的样品复折射率 ($n+ik$) 曲线。这些复折射率可用于计算吸收系数等其他光学参数

$$\alpha = 4\pi k/\lambda \quad (2.3-16)$$

同时对不同组分进行了基本变换, 通过拟合得到 $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ 的带隙方程为

$$E_g = 1.010 + 0.626x - 0.167x(1-x) \quad (2.3-17)$$

在该方程中, 所谓的弯曲系数为 0.167。理论计算为 0.21, 其他不同实验中得到的值在 0.11~0.26 之间。

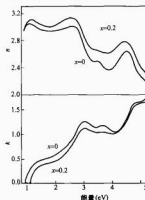


图 2.3-84 CIS 和 $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ 的折射率, $x=0.2$

4.2.3 电学性质

富 Cu 的 CIS 一般呈 p 型, 而富 In 的薄膜可能做成 p 型或 n 型。在硒压下退火, n 型材料可以转换成 p 型, 反之在低硒压下退火, p 型材料可以转换成 n 型。这是 Se 空位浓度 (V_{Se}) 受到了影响, 而 Se 空位是 p 型薄膜中的补偿施主。在过剩 Se 条件下生长的器件质量 CIGS 薄膜是 p 型, 载流子浓度约为 $10^{15}/\text{cm}^3$ 。外延 CIGS 薄膜在空穴浓度约 $10^{17}/\text{cm}^3$ 时的最大空穴迁移率为 $200\text{cm}^2/\text{Vs}$ 。单晶空穴迁移率在 $15 \sim 150\text{cm}^2/\text{Vs}$ 范围, 而单晶电子迁移率在 $90 \sim 900\text{cm}^2/\text{Vs}$ 范围。薄膜样品的电导率和 Hall 效应测量表明, 薄膜电导率与 $5 \sim 50\text{cm}^2/\text{Vs}$ 范围的迁移率对应。

黄铜矿结构中存在大量的本征缺陷, 跃迁能和生成能的理论计算为确认 CIGS 中不同的活性本征缺陷跃迁提供

了基础。图 2.3-85 根据参考文献 [109] 给出了 CIS 本征缺陷计算值和实验数据的比较结果。缺陷质量材料表示于表 2.3-17。

Ga 对电子性能和缺陷性质的影响是: CIS 和 CIGS 的受主能级没有很大差别, 而 CIGS 化合物中施主能级比较深, 这与 p-型 CIGS 电导率增加一致。

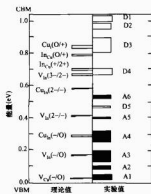


图 2.3-85 CIS 中本征缺陷的电子能级

注: 左—理论值; 右—实验值。右边柱状图高度表示实验数据的分散性。

表 2.3-17 器件质量 CIS 中最重要的本征缺陷

缺陷	能量位置	类型
V_{Cu}	$E_V + 0.03eV$	接受主
In_{Cu}	$E_C - 0.25eV$	补偿施主
V_{Se}	—	补偿施主
Cu_{Ga}	$E_V + 0.29eV$	复合中心

4.2.4 表面和晶界

表面形貌和晶粒结构通常用扫描电镜 (SEM) 测量, 也可用透射电镜 (TEM) 和原子力显微镜 (AFM) 测量。图 2.3-86 是一个典型的 SEM 照片。一般情况下, 器件中薄膜的晶粒直径在 $1\mu m$ 量级, 而晶粒尺寸和形貌随制造方法和生长条件不同变化很大。通过上述测量能观察到双晶、位错、堆垛层错等各种缺陷。

图 2.3-86 CIGS 薄膜的 SEM 照片 (薄膜是用共蒸发沉积在钼玻璃衬底上)

X-ray 光电子谱 (XPS) 表明, CIS 薄膜的自由表面略微富 Cu, 组分接近一种有序缺陷 $CuIn_3Se_5$ 。原因可能是表面电荷推动 Cu 向体内产生电迁移, 直到表面组分达到 $CuIn_3Se_5$ 时 Cu 耗尽停止并导致表面能带弯曲。Cu 在 CIS 中的电迁移已被证实, 而且会发生导电类型的转变。

当材料暴露于大气一定时间直到氧化物在表面形成, 能带弯曲和 CIS 表面的 $CuIn_3Se_5$ 组分均消失。Na 的存在强化了表面氧化。已经确认, 氧化后的表面化合物为 In_2O_3 、

Ga_2O_3 、 SeO_2 和 Na_2CO_3 。

CIGS 器件通常要在 $200^\circ C$ 温度下进行空气中小时的后处理才能使器件的性能获得最佳值。氧的作用主要是钝化晶界的“表面”空位, 而硒空位 V_{Se} 是复合中心。

Na 的存在能显著提高 CIGS 薄膜的光伏性能。Na 对分子氧分解成原子氧有催化作用, 使晶粒表面 V_{Se} 的钝化更加有效。观察发现 Na 和 O 在晶界上占优势, 说明模型和实验一致。

4.2.5 衬底影响

衬底对多晶 CIGS 薄膜性能的影响可分为三类: ①热膨胀; ②化学影响; ③表面对成核影响。

当衬底和薄膜仍处在生长温度时, CIGS 薄膜中的应力是小的。当冷却下来时温度变化大约 $500^\circ C$, 如果衬底和 CIGS 薄膜的热膨胀不同, 薄膜中就会产生应力。在所涉及的温度范围 CIGS 的热膨胀系数约 $9 \times 10^6 / K$, 与钠钙玻璃类似。沉积在热膨胀系数较低的衬底 (如硼硅玻璃) 上的 CIGS 薄膜冷却过程将产生张应力。一般情况下这种薄膜会产生孔穴和微裂纹。当衬底的热膨胀系数大于薄膜材料的热膨胀系数 (如聚酰亚胺) 时, 薄膜中将产生压应力, 会引起附着力降低。

钠钙玻璃衬底对 CIGS 生长最重要影响是为其提供钠。钠是穿过 Mo 背接触向薄膜内扩散的, Na 对 CIGS 薄膜生成的微结构产生影响。在不同的生长过程中择优晶向的范围很宽。生长在普通镀锌衬底上和直接生长钠钙玻璃上的 CIGS 的比较表明, 尽管 Na 浓度没有差别, 但玻璃上的 (112) 择优晶向要显著得多, 而且 CIGS 薄膜的择优晶向与 Mo 薄膜及前置层 ($InGa$) $_2Se_3$ 的晶相有关。

4.3 沉积方法

CIGS 薄膜的沉积方法有很多种。商业化组件制造技术应具备低成本、高沉积速率、高成品率和高生产重复性的特点。大面积组分均匀性是高成品率的关键。CIGS 膜层厚度应当至少 $1\mu m$, 组分应保持在相图规定的范围内。衬底材料很多, 最普遍使用的是镀锌玻璃衬底, 金属及塑料薄膜等衬底材料也有一定优点。

制造商业化组件沉积方法一般可分为两类: 第一种方法是真空共蒸发, 所有构成元素 (Cu、In、Ga、Se) 通常在大于 $1000^\circ C$ 的温度下同时蒸发在加热 ($400 \sim 600^\circ C$) 衬底上形成 CIGS 薄膜; 第二种方法是两步法, 自反应到形成薄膜分两步进行。典型工艺是: Cu、In、Ga 在低温下沉积生成均匀组分薄膜, 然后在 $400 \sim 600^\circ C$ 的 Se 气氛中退火处理。由于扩散动力学控制, 反应和退火处理步骤所需时间一般比共蒸发薄膜形成的时间长。用连续化工艺或同时平行处理很多衬底的批工艺可获得高生产率。

4.3.1 衬底

自从用钠钙玻璃制造出最高效率电池以来, 已成为最常用的 CIGS 薄膜衬底材料。沉积 CIGS 薄膜要求的衬底温度 (T_{SS}) 至少为 $350^\circ C$, 而最高效率电池的最高衬底温度 (T_{SS}) 为 $550^\circ C$, 低于玻璃软化温度。玻璃光滑且电绝缘, 可把单体集成组件。

钠钙玻璃的热膨胀系数为 $9 \times 10^6 / K$, 与 CIGS 非常匹配。典型钠钙玻璃组分为 Na_2O 、 K_2O 和 CaO 等多种氧化物。这些组分在工艺过程中提供 Na 源向钼和 CIGS 薄膜中扩散, 从而产生有利影响。实质上需要的是 Na 而非来自玻璃衬底的钠扩散。因此使用 SiO_2 或 Al_2O_3 扩散阻挡层可阻止衬底的钠扩散, 而在钼膜上沉积含钠的前置层直接向

CIGS生长过程提供钠。商业上提供的钠钙玻璃可能含有大量结构缺陷而影响组件生产。硼硅玻璃不含碱金属杂质,结构性缺陷可能较少,但热膨胀系数较低(约 $4.6 \times 10^{-6}/K$),而且较昂贵。金属箔和塑料薄膜衬底具有质量小和柔性优点,并在不同金属和高温聚酰亚胺衬底上作出了CIGS器件。

4.3.2 背接触

所有高效器件的铝背接触都是用直流(DC)溅射沉积的,背接触层厚度根据电阻率来确定。 $1\mu m$ 厚薄膜的单位面积上典型薄层电阻为 $0.1 \sim 0.2\Omega$,比铝的体电阻率高2~4倍。溅射沉积铝层通过严格控制压力来控制膜层应力和防止附着层差等问题。

4.3.3 CIGS薄膜的共蒸发

效率最高的CIGS薄膜电池是采用元素源热共蒸发沉积制备的。实验室共蒸发系统如图2.3-87所示。工艺过程中,Cu、In、Ga和Se直接从诺森型喷射池或开口舟蒸发到加热衬底上。而每一种金属的蒸发温度与特定源的设计有关,蒸发温度的一般范围是:Cu为 $1300 \sim 1400^\circ C$,In为 $1000 \sim 1100^\circ C$,Ga为 $1150 \sim 1250^\circ C$,Se为 $300 \sim 350^\circ C$ 。

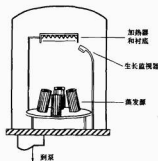


图 2.3-87 多元源共蒸发示意图

Cu、In和Ga的黏着系数很高,所以薄膜组分和生长速率可以简单地从物流分布和每一种源的喷射速率确定。根据Cu与In和Ga的相对浓度关系,薄膜的最终组分基本服从二元图中 $(InGa)_2Se_3$ 和 Cu_2Se 的连线规则(见图2.3-83)。In和Ga的相对浓度决定了薄膜的带隙,根据式(2.3-17),可以在沉积过程中改变喷射速率以改变薄膜沿厚度方向的组分。Se的蒸气压很高,而黏着系数较低,所以Se的蒸发常常超过薄膜的要求值。如果Se的不足,会导致In和Ga以 In_2Se 和 Ga_2Se 的形式损失掉。

通过严格改变元素流研究了共蒸发沉积参数的变化影响。沉积时间在 $10 \sim 90min$ 之间变化, $2\mu m$ 厚薄膜的沉积速率在 $20 \sim 200nm/min$ 之间变化,每种薄膜都以 $Cu/(In+Ga) = 0.8 \sim 0.9$ 的比例显示贫-Cu。使用四种不同工艺制造出了效率大于16%的器件,如图2.3-88所示。

第一个工艺是一种最简单的稳定过程,所有元素流在整个沉积过程中是恒定的。实际上多数是首先采用变化元素流,薄膜整体组分以富Cu生长,然后将元素流改变成富In和富Ga完成沉积,使薄膜最终达到贫Cu组分。

第二个工艺是第一个工艺的改进,首先在不含Na的衬底上在 $T_{Se} = 450^\circ C$ 下沉积CIS薄膜,薄膜的晶粒尺寸更大,器件效率更高,如图2.3-88所示。

第三个工艺是In和Ga与Cu分开沉积的连续过程,先沉积 $(InGa)_2Se_3$ 化合物,接着沉积Cu和Se直到薄膜达到

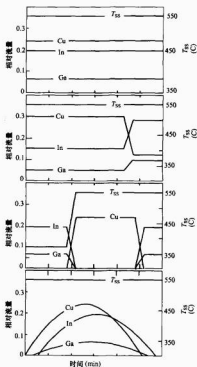


图 2.3-88 不同共蒸发工艺中的相对金属流量和衬底温度 (Se 流量恒定)

要求的组分为止,依靠层间的相互扩散形成 $Cu(InGa)Se_2$ 薄膜,如图2.3-88所示。或者把Cu沉积到使薄膜达到富Cu组分,然后再在Se过剩条件下蒸发In和Ga使组分回到贫-Cu状态,再通过金属间的相互扩散形成三元黄铜矿薄膜,后者制备出了最高效率的器件。器件效率提高的原因使带隙变宽,即Ga的浓度自铝背接触到自由表面逐步降低,并改善了薄膜结晶状态。

第四个工艺是一个流水线过程,元素流的分布是由衬底在Cu、Ga、In源上方连续移动而产生的,如图2.3-88所示。控制蒸发源的元素流是获得良好蒸发工艺重复性的关键,控制源温度可控制蒸发速率,但重复性不一定好,Cu尤其如此。蒸发速率重复性还与蒸发舟几何形状有关,开口舟尤其不好,因此直接原位测量是控制蒸发速率的有效方法。在规模化生产过程中元素流的直接测量很重要,尤其在源耗尽时引起源温度和射流速率间关系的反常变化时非常关键。电子撞击谱、四级质谱仪、原子吸收谱以及石英晶体监视器、膜光谱、膜X射线谱等都可用于工艺监控或者组分测量。在接近沉积即将结束时从富-Cu到贫-Cu组分的过渡可通过改变薄膜的发射率或者红外透射率进行监测。

元素共蒸发工艺的主要优点是能够灵活地选择工艺、控制薄膜组分和带隙,缺点是控制困难,尤其是Cu蒸发源的控制、沉积和诊断都需要进行改进。

4.3.4 两步工艺

CIGS薄膜的第二种沉积方法称为两步法或者硒化法,即首先溅射沉积金属层,然后在硫化氢中进行反应生成CIGS薄膜并制作电池。硒化法的太阳能电池活性面积最高效率为16.2%。Showa Shell公司和Shell Solar公司已经成功

地配这个工艺扩大到商业化中试生产线上,所得到的大面积组件效率高达13.4%。

前驱薄膜采用溅射工艺值得重视,薄膜最终组分由金属前驱体来决定,并能保证组分的空间均匀性。溅射设备比较成熟,容易实现规模化生产,而且具有高沉积速率和良好的大面积均匀性。前驱薄膜的其他工艺包括电沉积、热离子或电子束蒸发法、丝网印刷法和纳米粒子法等。

一般情况下,前驱体薄膜在 H_2Se 或 Se 蒸气中 $400 \sim 500^\circ C$ 反应 $30 \sim 60 min$ 可形成器件质量最好的材料。在 H_2Se 中反应的优点是,反应可在大气压下进行并可精确控制。但气体毒性很大,使用时要特别小心。可用热蒸发方法沉积前驱体薄膜在 Se 蒸气中反应形成 CIGS 薄膜。

掺 Ga 并不能轻易地使薄膜带隙均匀增加。Ga 在 Mo 附近积累形成 $CuInSe_2/CuGaSe_2$ 结构,器件性能 CIS 与类似,没有体现出工作电压增加和宽带隙的好处。但掺 Ga 提高了器件的效率,这可能是改善了 CIS 薄膜与 Mo 接触面黏附力使缺陷较少的缘故。最佳器件的薄膜是在前面附近掺入 S 增加带隙,形成渐变的 $Cu(InGa)(SeS)_2$ 层,从而提高了器件的工作电压。

两步法沉积 CIGS 薄膜的主要优点是:能够在金属沉积、化学反应、退火处理中使用更加标准和更加成熟的技术、补偿批工艺模式的长反应时间或含 Se 前驱体的快速热处理时间、通过前期体沉积进行组分和均匀性控制并在两步之间进行测量。两步法的缺点是:控制组分和增加带隙的能力有限,组件性能的提高有限。附着力不好和毒性大的硒化氢处理也是两步法工艺要解决的问题。

4.3.5 其他沉积方法

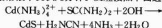
在共蒸发和两步法占主导地位以前,在探索其他薄膜沉积技术方面付出过极大努力。其低成本沉积薄膜方法包括反应性溅射、混合溅射 (Cu 、 In 、 Ga 溅射和 Se 蒸发)、近空间升华、化学浴沉积 (CBD)、激光蒸发、喷涂热解等。

4.4 结和器件的形成

第一个实验型 CIS 器件是 p-型单晶 CIS 和 n-型 CdS 薄膜间的异质结器件。因此早期的 CIS 薄膜器件是在 CIS 薄膜上沉积 CdS 而形成的。以后逐步发展形成了图 2.3-80 的结构。掺杂 CdS 的功能是透明导电膜, CdS 与 ZnS 的合金加宽了窗口层带隙,使效率得到提高。当用掺杂 ZnO 层替代掺杂 CdS 层时,器件性能得到了进一步提高。降低未掺杂 CdS 层的厚度,可使其光学透过率增加。因 ZnO 的带隙大于 CdS,因此有更多的光透过进入器件活性区,使器件电流增加。这个未掺杂的无针孔薄 CdS 层可使用化学浴法沉积法得到,作为掺杂 CdS 的缓冲层。

4.4.1 化学浴沉积

薄膜材料的化学浴沉积 (CBD) 可视为液相中的化学气相沉积 (CVD), 也称谓溶液生长。这种方法在硫族化合物材料中得到了广泛应用,如 PbS 、 CdS 和 $CdSe$ 等。CIGS 上的 CdS 缓冲层一般在下面三种碱性水溶液 ($pH > 9$) 组成的溶液中进行制备: ① 镉盐, 如 $CdSO_4$ 、 $CdCl_2$ 、 CdI_2 、 $Cd(CH_3COO)_2$ 等; ② 复合物, 一般为 NH_3 (氨); ③ 硫的前驱体, 一般为 $SC(NH_2)_2$ (硫脲)。溶液各组分浓度可在一定范围改变。其中一种配方是: $1.4 \times 10^{-3} MCdI_2$ (或 $CdSO_4$) + $1MNH_3$ + $0.14MSC(NH_2)_2$ 。把 CIGS 薄膜浸在 $60 \sim 80^\circ C$ 的浴槽溶液中沉积几分钟。反应按照下面进行



实际上,化学浴沉积是一种典型实验室工艺。装置主要由带磁搅拌器的加热板、盛溶液的烧杯和测温热电偶组成,水浴是为了保证温度的均匀性,如图 2.3-89 所示。



图 2.3-89 典型的实验室 CdS 化学浴沉积装置

化学浴沉积 CdS 薄膜是通过离子与离子反应或离子与团簇胶体颗粒反应生长。在不同件下生成的 CdS 晶格可能是立方结构、六方结构或混合结构。在 CIGS 太阳能电池使用条件下, CdS 层以离子—离子反应生长, 薄膜致密、均匀, 晶粒约几十纳米, 具有立方/六方混合结构或者六方晶格占优势的结构。薄膜组分通常偏离化学计量比, 一般硫富氧。在器件质量的薄膜中检测到大量的氢、碳和氮。这些杂质的浓度能够降低光学带隙并影响立方 CdS 与六方 CdS 的相对量。

4.4.2 界面效应

CIGS 和 CdS 界面可用 CdS 的假性外延生长和化学物种的相互混合表征。透射电子显微镜指出, CIGS 上的化学浴沉积 CdS 层在界面上表现出外延关系, 即黄铜矿 CIGS 的 (112) 平面平行于立方 CdS 的 (111) 平面或者六方 CdS 的 (002) 平面。晶格失配非常小。CIGS 中晶格失配随 Ga 含量而增加。

当 CIGS 薄膜浸在化学浴中沉积 CdS 时, 其表面会受到化学腐蚀, 特别是天然氧化物会被氮去除。因而 CBD 过程在清洗 CIGS 表面的同时促使 CdS 缓冲层外延生长。

研究发现, 在 CIGS/CdS 异质结有界面组分相互混合发生。解释是, Cu^+ 被 Cd^{2+} 置换, 两者的离子半径非常接近, 分别为 0.96 和 0.97, 容易发生 Cd 内扩散或电迁移。

4.4.3 其他沉积方法

采用蒸发方法在 $150 \sim 200^\circ C$ 的衬底温度下可以获得良好光学和电学性能的 CdS 薄膜。这个温度比化学浴沉积温度高。通过蒸发 CdS 与 ZnS 的合金可以提高器件效率。混合的 (CdZn) S 带隙范围较宽, 可使光学透过率增加, 而且与 CIGS 晶格匹配比 CdS 更好。真空蒸发的主要缺点是蒸发层晶型性较差, 当 CIGS 薄膜粗糙时, 蒸发 CdS 的均匀性和覆盖性较差。

溅射沉积有更好的共型性。大面积溅射在工业上的成功采用启发人们探索 CdS 缓冲层的溅射沉积技术。使用光学发射谱控制溅射过程制造出效率高达 12.1% 的 CIGS 器件, 与效率 12.9% 的化学浴 CdS 器件相当。蒸发和溅射都是真空过程, 可以与生产线上的其他真空过程结合, 不会产生液体废弃物。

原子层化学气相沉积 (ALCVD) 是一种可精确控制的共薄层生长方法。这种方法在工业上用来沉积化合物 ZnS。沉积 CdS 的无机前驱体要求是够高的衬底温度 ($> 300^\circ C$), 因此无机前驱体受到限制。为了替换环境非友好的镉, 重点

开发 CdS 以外的 ALCVD 沉积材料。其他方法还有 MOCVD、常压 CVD、电沉积等。

4.4.4 替代型缓冲层

尽管 CIGS 器件的 CdS 层中镉含量很低而且毒性问题可以安全处理,但还是希望用无镉层替代。无镉层替代有两种方法:①找到新的缓冲材料;②直接在 CIGS 薄膜上沉积 ZnO,省去 CdS 层。表 2.3-18 中列出一些有替代型缓冲层的结果。

表 2.3-18 有不同缓冲层和不同制备方法替代

化学序 CdS 沉积的 CIGS 薄膜太阳能电池的性能

缓冲层材料	沉积方法	效率 (%)	V_{oc} (mV)	J_{sc} (mA/cm ²)	FF (%)
无		10.5 ^②	398	39.0	68
无		15.0 ^②	604	36.2	69
ZnO	MOCVD	13.9 ^②	581	34.5	69
ZnO	ALCVD	11.7	512	32.6	70
Zn 处理	ZnCl ₂ 溶液	14.2 ^②	558	36.3	70
Zn(O,S,OH)	化学序	14.2 ^② ~④	567 ^③	36.6 ^③	68
ZnS	化学序	16.9 ^② ~④	647	35.2	74
Zn 处理 + ZnS	化学序 + ILGAR	14.2	559	35.9	71
Zn (Se, OH)	化学序	13.7 ^② ~④	535	36.1	71
ZnSe	ALCVD	11.6 ^②	502	35.2	65
ZnSe	MOCVD	11.6	469	35.8	69
In ₂ Se ₃	共蒸发	13.0 ^②	595	30.4	72
In ₂ In ₂ Se ₂	共蒸发	15.1	652	30.4	76
In ₂ (OH, S)	化学序	15.7 ^② ~④	594	35.5	75
In ₂ Se	ALCVD	13.5	604	30.6	73

①活性面积。

②有减反射涂层。

③小组件。

④检测认证。

⑤对单电池进行合算。

⑥离子层气体反应。

表 2.3-18 中的电池效率仅作参考,因为不同实验中的 CIGS 层质量以及结的形成方法对电池效率影响很大。为了评价各种无 Cd 成结方法的影响,对每种实验电池效率与其估计值一起表示在表 2.3-18 中。

大多数情况下无 Cd 器件与 CBD-CdS 器件的性能相当。在大多数缓冲材料中都直接或间接包含 Zn。通过 CIGS 在 Cd 和 Zn 溶液中进行处理发现,用 Zn 作 n-型掺杂与用 Cd 作 n-型掺杂类似。从图 2.3-90 可注意到,在直接 ZnO 方法中 CIGS 和 ZnO 之间的缓冲层是有好处的。这种缓冲层可以钝化 CIGS 表面,降低低 n-型发射区的复合,还可以在透明接触材料沉积过程中保护结及近表面区域。

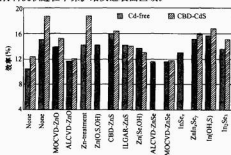


图 2.3-90 无 Cd 成结法与化学沉积 CdS 成结法的 CIGS 太阳能电池效率对比

4.4.5 透明导电接触

透明导电接触的功能是既要让光通过又要实现接触起到收集电流作用,因此透明接触层必须有高的电导率以利于横向电流的收集,这类材料主要是透明导电氧化物(TCO),有三种:SnO₂、In₂O₃·Sn (ITO) 和 ZnO。SnO₂ 的沉积温度相当高,不宜在 CIGS 器件中使用(CIGS 在 CdS 沉积后不能经受大于 200~250℃ 的温度)。在 CIGS 器件中常用的是 ITO 和 ZnO,其中 ZnO 用的更多且成本低。

沉积 TCO 最常用的低温方法是溅射。ITO 通常用陶瓷靶在 Ar + O₂ 混合物中 dc 溅射,典型的溅射速率在 0.1~10nm/s 之间。ZnO 的沉积实验室一般采用射频(rf)磁控溅射,靶材为 ZnO + Al₂O₃ (1%~2% Al₂O₃)。在工业制造中 ZnO 多采用设备简单且沉积速率较高 dc 溅射。

用 Al/Zn 合金靶的反应性 dc 溅射 ZnO 制造的 CIGS/CdS 器件的性能与 rf 溅射 ZnO + Al 靶制造 ZnO 的器件性能相同。Zn/Al 合金靶比 ZnO + Al₂O₃ 陶瓷靶成本低,但因磁滞效应使反应性溅射的过程控制非常严格,工艺范围非常窄,沉积速率在 4~5nm/s 范围。

ZnO 也可用化学气相沉积(CVD)。在大气压下水蒸气与二乙基锌发生反应生成 ZnO,薄膜用氟或硼掺杂。

ZnO 也可采用 ALCVD 沉积。由于薄膜生长过程是表面反应控制,所以反应剂流量在很宽范围变化都能长出均匀的膜层,尽管原子层生长法的沉积速率低,但仍可得到合理产量,因此适用于大批量工艺。

当用铝作背接触时,透明接触层的薄层电阻要求与电池设计有关。小面积电池的透明接触薄层电阻一般在 20~30Ω/□之间。在其他情况下薄层电阻通常通过厚度控制满足设计要求。

4.4.6 缓冲层

在溅射沉积 TCO 前用未掺杂 ZnO 作高阻缓冲层。随沉积方法和条件不同,高阻 ZnO 缓冲层电阻率在 1~100Ω·cm 范围变化,而透明接触的电阻率为 10⁻⁴~10⁻³Ω·cm。一般情况下射频磁控溅射氧化物靶沉积高阻 ZnO 的厚度为 50nm。

高阻 ZnO 缓冲层对器件性能的提高与 CdS 厚度有关。当 CdS 很薄时,CIGS 器件的结可能存在局部缺陷,类似有复合电流的平行二极管,高阻 ZnO 层的存在会降低器件结的局部缺陷从而提高了器件性能。

使用高阻 ZnO 缓冲层的另一个原因是给界面区加一保护层,防止其在 TCO 层的沉积过程中受到溅射损伤,因该过程工艺条件更加苛刻。这对某些无 Cd 的替代缓冲层或者 dc 磁控溅射 TCO 层可能特别重要。

4.4.7 栅线的制备

实验室电池的接触栅线是在 TCO 层上沉积金属而制备的。栅线设计应在满足电流收集基础上具有最小阴影面积以使尽可能多的阳光进入电池。太阳能电池测试标准推荐最小的电池面积为 1cm²,但很多实验室的电池面积通常只有 0.5cm²。制作金属栅线接触时,可先沉积几十纳米 Ni 再沉积几微米 Al,这样可以防止高阻氧化物层的形成。用开口掩模蒸发金属是一种适宜的沉积方法。

沉积金属栅线后,通过机械刻划或者激光刻划,除去电池面积外 Mo 顶上的金属层从而可确定电池总面积。另一种方法是,通过光刻和腐蚀只把 CIGS 顶上的涂层除去,因为 CIGS 的横向电阻能阻止电池面积以外的电流收集。

实验室电池和组件之间的主要差别是 TCO 厚度。组件通常没有收集电流的栅线,因此要求较厚的 TCO 层(即电

导率较高)以保证较低的电阻损失。但较厚的 TCO 层的透过率较低,会使器件的光电流有所降低。

4.5 器件运行

CIGS 太阳能电池效率已接近 20%,是所有薄膜太阳能电池中效率最高的。CIGS/CdS 太阳能电池的特点使具有高量子效率(QE)和高短路电流。开路电压随吸收层带隙的增加而增加,对晶界和 CIGS/CdS 界面上的缺陷不敏感。可以建立一个基本器件模型,其中电压受 CIGS 吸收层中的空间电荷区的陷阶态复合限制。通过适当掺杂和能带调整或通过表面处理在结区附近增加有效 n 型反型层,可使 CIGS/CdS 界面上的复合降到最低。

器件的工作特性与器件的损失机理有关。损失机理可分为三类。第一种是光学损失,降低载流子的产生,因而降低了器件电流;第二种是复合损失,降低了器件电压;第三种是对填充因子影响最明显的寄生损失,当然也使 J_m 和 V_{oc} 降低,如串联电阻、并联电阻、与电压相关的电流收集等。

4.5.1 光生电流

最高效率的 CIGS 器件短路电流密度为 $J_{sc} = 35.2 \text{ mA/cm}^2$, 小于理论值 42.8 mA/cm^2 。量子效率是表征这种电流损失的有用工具。光生电流是外量子效率 (QE_{ext}) 和照时光谱乘积的积分。 QE_{ext} 受 CIGS 吸收器层、CdS 和 ZnO 窗口层带隙和一系列损失机理的影响。图 2.3-91 说明了这些损失机理,图中给出了 0V 和 -1V 两种不同偏压下的典型 QE 曲线。-1V 偏压下的 QE 曲线在长波段稍高。表 2.3-19 列出了在 100 mW/cm^2 光照下每一种机制的电流损失。1~5 是光学损失,6 是电子损失。

实际上,每一种损失的大小都与器件设计和个别层的光学性质有关。这些损失包括:

(1) 栅线阴影损失。在互联组件中是互联线的阴影面积。

(2) 前表面反射损失。可采用减反射层将其降到最低(如 100 nm 的 MgF_2 层)。但在实际组件中不采用,因为组件上面有覆盖玻璃。

(3) TCO 层的吸收损失。一般情况下 TCO 层吸收可见光为 1%~3%,在 $\lambda > 900 \text{ nm}$ 的近红外区(此处自由载流子吸收变得重要)和 $\lambda < 400 \text{ nm}$ 靠近 ZnO 带隙的紫外区吸收增加。

(4) CdS 层的吸收损失。在 CdS 带隙 (2.42 eV) 的对应波长 ($\sim 520 \text{ nm}$) 以下 CdS 层吸收损失变得比较明显。 $\lambda < 500 \text{ nm}$ 的 QE 吸收损失与 CdS 厚度成正比。图 2.3-91 表示的是约 30 nm 厚的 CdS 层。实践上 CdS 层常常更厚,吸收损失更大。

(5) CIGS 的不完全吸收损失。在很多 CIGS 薄膜中因组分梯度引起带隙渐变,影响 QE 曲线长波部分的坡度。如果 CIGS 的厚度在 $1.0 \mu\text{m}$ 以下,长波吸收不充分损失变得更加严重。

(6) CIGS 中光生载流子的不完全收集损失。通过下面 QE_{ext} 式讨论

$$QE_{ext}(\lambda, V) = [1 - R(\lambda)][1 - A_{ZnO}(\lambda)] \times [1 - A_{CdS}(\lambda)]QE_{in}(\lambda, V) \quad (2.3-18)$$

式中: R 为总反射(包括栅线); A_{ZnO} 为 ZnO 层的吸收; A_{CdS} 为 CdS 层的吸收; QE_{in} 为内量子效率,定义为收集的光生载流子与到达吸收器层的光子流之比,可近似写为

$$QE_{in}(\lambda, V) \leq 1 - \frac{\exp[-\alpha(\lambda)W(V)]}{\alpha L + 1} \quad (2.3-19)$$

式中: α 为 CIGS 的吸收系数; W 为 CIGS 中的空间电荷区宽度; L 为少子扩散长度。

假定空间电荷区产生的所有载流子全被吸收而无反复合损失。由于 W 与所加偏压有关,因此 QE_{ext} 和总光生电流通常与电压有关,因此后者可写为 $J_L(V)$ 。

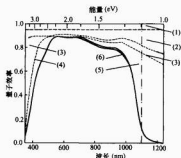


图 2.3-91 在 0V 和 -1V 偏压下的量子效率(实线)和 CIGS/CdS 太阳能电池的光学损失

表 2.3-19 图 2.3-91 中的 CIGS/CdS 太阳能电池因光学和收集损失造成的电流损失 ΔJ

图 2.3-91 中的区域	光学损失机理	ΔJ (mA/cm^2)
(1)	栅线阴影(面积的 4%)	1.7
(2)	CIGS/CdS/ZnO 反射损失	3.8
(3)	ZnO 中吸收损失	1.8
(4)	CdS 中吸收损失	0.8
(5)	CIGS 中的不完全产生损失	1.9
(6)	CIGS 中的不完全收集损失	0.4

对报道的典型电池, 0V 偏压时 W 在 $0.1 \sim 0.5 \mu\text{m}$ 范围。图 2.3-92 表示 CIGS ($x=0.2$) 中不同波长的吸收系数。厚度 d 处的吸收由 $\exp(-\alpha d)$, 用式 (2.3-16) 和图 2.3-85 中的数据计算每一波长的 α 。如果有有效吸收长度 $L+W$ 小于 $0.5 \sim 1 \mu\text{m}$, 大部分电子产生于 CIGS 的深层, 而且它们的不完全收集可能是 CIGS 器件的重要损失机理。 $J_L(V)$ 对电流-电压行为的影响随前置偏压而增加, 因此对填充因子和 V_{oc} 的影响最大。

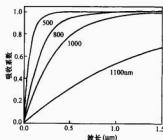


图 2.3-92 CIGS 中不同波长光的吸收系数 ($x=0.2$)

4.5.2 复合

复合也许是太阳能电池中最复杂、最重要的问题,同时也是太阳能电池中的最难以弄清的物理问题。CIGS/CdS 器件的电流-电压 ($J-V$) 曲线可用一般二极管方程描述

$$J = J_D - J_L = J_0 \exp \left[\frac{q}{A k T} (V - R_S J) \right] + G V - J_L \quad (2.3-20)$$

二极管电流 J_0 由下式给出

$$J_0 = J_{\infty} \exp \left(- \frac{\Phi_b}{A k T} \right) \quad (2.3-21)$$

理想因子 A 、势垒高度 Φ_b 、前置系数 J_{∞} 都与特定的复合机制有关且影响 J_0 ，而串联电阻 R_S 和并联电阻 G 在与主二极管串并联中产生损失。通过观察 $x = \text{Ga}/(\text{In} + \text{Ga})$ 和温度变化对 CIGS 带隙的影响对了解 CIGS/CdS 太阳能电池二极管的特殊性能有帮助。图 2.3-93 表示 $x = 0, 0.24, 0.61$ 对应于 $E_g = 1.02, 1.16, 1.40 \text{ eV}$ 三个器件的 $J-V$ 。当 E_g 增加时 V_{oc} 增加，且长波 QE 边界向能量更大方向移动。图 2.3-94 表示这些器件的 V_{oc} 与温度的关系。在每种情况下，当 $T \rightarrow 0$ 时， $V_{oc} \rightarrow E_g/q$ 。因此联立式 (2.3-20) 和式 (2.3-21)，并假定 $G \ll L/V_{oc}$ ，开路电压为

$$V_{oc} = \frac{E_g}{q} - \frac{A k T}{q} \ln \left(\frac{J_{\infty}}{J_L} \right) \quad (2.3-22)$$

势垒高度 $\Phi_b = E_g$ 。

不同复合机制以并联方式互联，因此 V_{oc} 只受主导复合机制控制。 Φ_b 和 A 的值可用于区分吸收层体内、CIGS 空间电荷区或 CIGS/CdS 界面上的复合。图 2.3-93 中每个曲线都可用 $A = 1.5 \pm 0.3$ 与式 (2.3-20) 拟合。

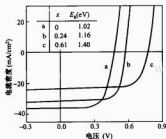


图 2.3-93 Ga 含量不同的 CIGS/CdS 太阳能电池的 $J-V$ 曲线

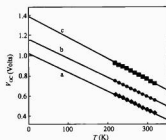


图 2.3-94 图 2.3-92 所示器件的 V_{oc} 与温度的关系

很多薄膜太阳能电池都服从 $V_{oc}(T \rightarrow 0) = QE_g$ 和 $1 < A < 2$ 的关系。 Φ_b 和 A 的这些结果表明，在 CIGS/CdS 太阳能电池中 Shockley-Read-Hall 型复合控制着二极管电流。CIGS 空间电荷区中的深陷阱态复合最大，自由电子和空穴基本相等，即 $p \approx n$ 。 A 的大小与深缺陷（主导陷阱态）的能级有关，在 1 和 2 之间变化。当这些陷阱态向带边界运动时 $A \rightarrow 1$ ，而且复合向带一带体复合变化。

这些观察不包括吸收层体内中性区的复合。界面复合与

(CdZn)S 的带隙有关，服从 $\Phi_b < E_g$ [CIGS] 关系。当少子扩散长度比 CIGS 总厚度小时， M_0/CIGS 界面上的背面复合可以忽略。当 $L+W \approx d$ 时可采用背面表面，如增加 Mo 附近的 Ga 含量使带隙发生梯度变化而产生背面表面。

在实际 CIGS 材料中存在大量结构缺陷，陷阱缺陷不是以分离能级存在而是形成缺陷能带或在价带和导带形成带尾。总复合电流可以通过在缺陷光谱图进行积分得到。可用指数带尾复合来解释某些器件中观察到的 A 对温度依赖关系。 A 与温度的关系还可复合电流的隧道强化作用解释，特别是在温度降低时。在 CIGS 的空间电荷区中存在着同样缺陷控制着复合，它们与观察到的光电导率和开路电压衰减等亚稳态性能有关。导纳光谱证明是测量 CIGS/CdS 太阳能电池中电子缺陷分布的有用工具，而且把距价带约 0.3 eV 的受主态密度与 V_{oc} 关联起来。少子寿命是衡量 CIGS/CdS 器件的另一个重要参数。瞬态光电流和随时间变化的光荧光测量都可用来计算寿命在 $10 \sim 100 \text{ ns}$ 范围的高效器件。究竟哪一种复合陷阱是限制器件电压的主导因素是需要进一步确认的关键问题。

$J-V$ 数据分析通常用来确定二极管参数 J_0 、 A 和 Φ_b 。这要求 R_S 和 G 可以忽略或对数据进行适当的修正，并要求 J_L 与 V 无关。但不考虑 J_L 与 V 的关系可能会导致分析电流-电压数据时产生误差，而且在很多情况下得出的基本二极管参数可能不可靠，除非使用暗态下测量的 $J-V$ 数据。此外还必须确认在任何接触或结上没有能引起次级二极管出现的非欧姆效应，因为式 (2.3-20) 并未予考虑。一旦证明这些并联效应可以忽略，或者可以作出修正，就可以通过线性拟合 $J + J_L$ 与 $V - R_S J$ 的半对数曲线来确定 J_0 。 A 可从正偏压下 $1/J$ 的偏导 dV/dJ 斜率得到； J_0 和 A 也可以通过最小二乘方拟合式 (2.3-20) 得到。最后可从图 2.3-94 中的 V_{oc} 温度关系求出 Φ_b 。

在讨论输运和复合时多数情况都忽略了晶界的影响，其中隐含着晶粒是柱状的和所有输运都不需要跨越晶界的假定。用有效扩散长度表示晶界影响，得到的结论是晶界复合是小的。可以这样解释：晶界处的 p-型掺杂剂浓度比体晶内高（即晶界比晶内更 p-型），电子会被（晶界场）阻止到达界面，从而阻止电子在晶界缺陷处复合。

4.5.3 CIGS/CdS 界面

CIGS 太阳能电池工艺过程中并没有刻意进行晶格匹配或降低界面缺陷，只是在 CIGS 和 CdS 沉积之间将器件暴露于空气，却发现 CIGS/CdS 的界面复合对 V_{oc} 并没有影响。这是由于在带的拉平和掺杂诱导下使 CIGS 的结区附近产生反型。在这种情况下，界面费米能级向导带靠近，因此 CIGS 表面区附近的电子成为有效的多子，而通过界面态复合所需要的空穴则供应不足。另一种解释是，化学浴沉积 CdS 过程中 Cd 扩散引起的掺杂在 CIGS 中形成了 n 发射区和 p-n 同质结。这要求结非常接近 CIGS/CdS 界面从而使界面附近的光生载流子复合降到最低。

图 2.3-95 中 CIGS/CdS 的能带图表明，CdS 和 CIGS 之间的带差 ΔE_c 对于产生 CIGS 中的反型是十分重要的。图中的 CIGS 体层是 p-型，其 E_g 与 Ga 的相对浓度有关，CdS 层是 n-型， $E_g = 2.4 \text{ eV}$ ，且是完全耗尽的，ZnO 体层为 n+ 型， $E_g = 3.2 \text{ eV}$ 。n⁻-ZnO 层和 CdS 之间的高阻 ZnO 薄层也假定完全是耗尽的。正的 ΔE_c 表示导带的脉冲，即 CdS 的导带最低值比 CIGS 的导带最低值高。图 2.3-95 中的 $\Delta E_c = 0.3 \text{ eV}$ ，ZnO 和 CdS 之间的带差为 -0.3 eV 。电流输运和复合模型考虑了 ΔE_c 的影响。这些模型表明，如果 ΔE_c 大

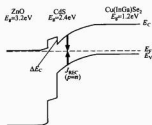


图 2.3-95 ZnO/CdS/CIGS 器件在 0V 和暗电流下的能带图

于 0.5eV, CIGS 中光生电子的收集会受到阻碍, J_{sc} 或 FF 会显著降低。当能带差较小时, 电子会借助热离子发射穿越界面运输。另一方面, 当 ΔE_c 是足够负时, CIGS 界面附近的诱导反型消逝, 而且界面态复合会降低 V_{oc} 。吸收层表面的 ODC 层会使带隙增加并主要对价带产生影响, 因此它会强化结附近的反型。因没有 ODC 层存在的可信证据, 所以在图 2.3-95 中没有表示。

由于 ΔE_c 对 CIGS/CdS 器件电子性能的重要性, 因此在计算和测量 ΔE_c 方面已作过一些工作。带结构计算得到 $\Delta E_c = 0.3\text{eV}$ 。价带拉平的 XPS 和紫外光电子谱 (UPS) 测量表明, 正的 ΔE_c 值在 0.2~0.7eV 之间。这些电子谱方法要求超高真空条件, 因此 CdS 必须用真空蒸发沉积。用化学浴沉积生长 CdS 时界面形成可能不同, 如化学互扩散作用导致了不同的带带拉平。采用表面光伏技术对化学浴沉积 CdS 形成的结进行间接测量, 得到 $\Delta E_c = -0.1\text{eV}$ 。最后, 反向光发射光谱测量表明, 跨越界面发生了严重的化学互扩散现象, 导致 $\Delta E_c = 0$ 。

4.5.4 更宽带隙和渐变带隙电池

高效率器件的合金比一般为 $\text{Ga}/(\text{In}+\text{Ga}) \approx 0.1 \sim 0.3$, 对应的 $E_g \approx 1.1 \sim 1.2\text{eV}$ 。使用更宽带隙合金材料有可能开发出效率更高的太阳能电池。较宽带隙的器件或组件能输出更多的功率, 输出功率的温度系数越低, 在大多数地面应用中, 会改善高温下的性能。宽带隙器件也可用于多层电池或多结电池的顶电池。

值得注意的宽带隙材料是 CuGaSe_2 和 CuInSe_2 。 CuGaSe_2 的 $E_g = 1.68\text{eV}$, 非常适用于多层结构中的宽带隙电池。 CuInSe_2 的带隙 $E_g = 1.53\text{eV}$, 接近单结器件的最佳值。最高效率的 CuInSe_2 器件组分是富 Cu 的, 多余 Cu 以 Cu_2S 第二相形式在 CdS 沉积之前被刻蚀掉。不同合金的最高效率器件列于表 2.3-20。

表 2.3-20 不同合金吸收层的最高效率器件

材 料	E_g (eV)	效率 (%)	V_{oc} (V)	J_{sc} (mA/cm ²)	FF(%)
CuInSe_2	1.02	15.4	515	41.2	72.6
Cu(InGa)Se_2	1.12	18.8	578	35.2	78.6
CuGaSe_2	1.68	8.3	851	14.2	67.9
CuInSe_2	1.53	11.4	729	21.8	71.7
Cu(InAl)Se_2	1.16	16.9	621	36.0	75.5

在 CIS 中加入少量 Ga 增加了开路电压, 即使 Ga 被限制在吸收层的背面且并不增加空间电荷区的带隙。增加 CIGS/CdS 太阳能电池的带隙对 V_{oc} 和效率的影响如图 2.3-96 所示。在 $E_g < 1.3\text{eV}$ 或 $\text{Ga}/(\text{In}+\text{Ga}) < 0.5$ 情况下, 效率基

本上与带隙无关。在带隙更宽情况下, V_{oc} 增加到大于 0.8V, 效率反而降低。这表示 CIGS 吸收层的电子性能变化了, 其影响是: ①影响电压相关的电流收集, 引起填充因子降低; ②复合增加使 V_{oc} 降低到预测值以下。图 2.3-96 中点面线斜率: $\Delta V_{oc}/\Delta E_g = 1$ 。

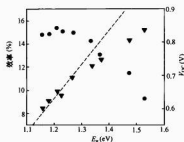


图 2.3-96 效率 (η) 和 V_{oc} (\bullet) 与 CIGS 带隙变化 (Ga 相对含量变化引起) 的关系

理想情况下, 根据式 (2.3-22) 第二项中与 J_1 的关系, V_{oc} 的增加将使斜率稍微变小。导纳显示, 复合和活化能约 0.3eV 的缺陷密度之间联系随 E_g 而增加。瞬态光电流测量表明, 缺陷集中在距价带 0.8eV 的位置。随着带隙增加而向带中移动, 因而成为更加有效的复合陷阱。当带隙变宽时, 靠近界面的吸收层反型不再发生, 而且界面复合变得更加显著。分析 CuGaSe_2 和 CuInSe_2 太阳能电池指出, 低开路电压可能是空间电荷或界面复合引起, 与器件制备有关。

改变 Ga 含量或 S 含量形成渐变带隙可以把降低复合损失和降低收集损失分开从而提高太阳能电池效率。当扩散长度与薄膜厚度相当时, 带隙从 CIGS/Mo 界面到靠近空间电荷区导带由宽到窄变宽, 可用来强化少子收集和降低背面复合。另外, 从 CIGS/CdS 界面到空间电荷区边界, 带隙由宽到窄变宽还可以降低复合和增加 V_{oc} 。在这种情况下, 器件体内较小的带隙仍然能有高的光学吸收和 J_{sc} 。表面带隙渐变最有效的方法是在前表面附近加入 S, 因为主要影响是降低价带而不是用 Ga 提高导带, 并对光生电子收集影响不大。

4.6 制造问题

光伏技术的竞争力主要是受光伏产品性能、稳定性和成本控制。最佳 CIGS 电池和组件的效率与商用晶硅太阳能电池产品相当。组件现场试验表明 CIGS 电池和组件具有良好的长期稳定性。规模化低成本生产虽然尚处在中试阶段, 但未来规模化商业生产有良好的前景。

4.6.1 工艺和设备

沉积工艺可以是批型 (许多衬底平行加工), 也可以是连续化流水线型。大面积薄膜的物理气相沉积常常采用成本较低连续化流水线系统。只要产量足够大, 批型工艺成本也可能很低。化学浴沉积 CdS 是典型的批型工艺, 只要在规模化制造中能实现低成本生产要求即可。同样, 批型硒化工艺也不必要与较高成本的 CIGS 连续共蒸发线结合在一起, 只要循环时间足够短或者批量足够大即可。商业上能否提供大面积沉积系统与特定的工艺有关。溅射沉积广泛用于各种大面积薄膜涂层的制造, CIGS 组件中的 Mo 背接触和 TCO 前接触多数使用溅射沉积工艺, 因此可采用有现成供应商的类似设备。在两步法制造 CIGS 层中, 金属前驱体薄膜可采用溅射沉积, 但硒化步骤要求特殊制造的硒化炉。CIGS

层的元素共蒸发要求特殊制造的设备,包括特殊设计、具有精确控制、能得到大面积均匀沉积的蒸发源。非晶硅太阳能电池组件制造中使用的连续自动化 CVD 工艺可以作为很好的借鉴。

4.6.2 组件制造

钠钙浮法玻璃是至今在性能和生产重复性方面最好的衬底材料。它具有低成本、光滑、稳定性好等特点,很适于商业化生产。需要强调的是,钠钙玻璃在 500℃ 以上开始软化,而最好光伏性能的 CIGS 是在 500℃ 以上温度下生长的。玻璃软化引起的塑性变形严重,因此必须严格控制时间—温度曲线使塑性变形降到最低。

柔性衬底重量轻,对某些应用具有吸引力,并可以连续成卷生产,成本低。使用柔性衬底时必须加进提供钠源的工艺。柔性衬底材料包括聚合物、钛和铜等。聚合物的缺点是耐性能较差,因为现有最好的聚合物也只能耐 400~450℃,而且热膨胀系数高。钛和铜的主要缺点是导电性高,需要良好的电绝缘层以保证电池的互联,否则易发生电池短路问题。薄膜电池组件的优点时单体电池可直接互联成组件,不像晶硅电池组件那样多的工艺步骤。图 2.3-97 表示单体电池互联成组件的步骤:一般是先通过激光烧蚀制作 Mo 模板 (P1),接着是两步机械刻划制作图形 (P2 和 P3),最后步骤是布设导线和引线 (金属条) 并焊接到衬底边缘。在和前盖板一起层压前,除去衬底板外沿的薄膜层,以提高与层压材料 (通常为 EVA) 的黏结性能。最后密封衬底沿和加框完成组件产品。

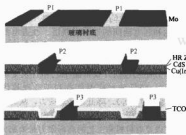


图 2.3-97 单体薄膜 CIGS 电池互联成组件的步骤示意

4.6.3 组件性能

图 2.3-98 表示创纪录效率电池 (数据来自认证测量实验室) 的发展过程。组件效率滞后于电池效率,但两者发展趋势相同。组件效率较低还与串互联损失及非活性面积损失有关。在常规薄膜组件优化设计中,这些损失的绝对

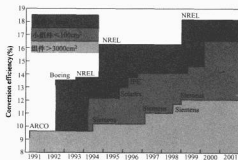


图 2.3-98 过去 10 年中 CIGS 器件的效率记录

值大约为 1%。在使用金属栅线互联的先进设计中,互联损失几乎可以忽略。组件和创纪录电池之间的另一种差别是电池可以自由使用较高的工艺温度,对玻璃的形变不敏感。

CIGS 组件具有良好的场地试验稳定性。虽然电池暴露 85℃ 和 85% 相对湿度 1000h (湿热试验是 IEC 61646 标准的认证试验之一) 后观察到效率衰减,但这种试验对裸露电池并不合适,应当是对封装后的组件。

户外试验显示 CIGS 光伏组件的稳定性和效率可以与任何其他发电应用竞争。在功率相同下的消费者应用中薄膜组件与晶硅电池组件相比有相当大的优势。40Wp 以上组件很容易切成任意功率的小块组件。比制作小型晶硅组件成本低得多。此外,互联结构组件可以根据电压要求设计成形状以及 CIGS 组件的美学外观增加了它们在建筑应用上的潜力。

CIGS 薄膜太阳能电池比晶硅电池有更大的抗辐射能力,使用轻量化塑料衬底可增加太阳能电池的比功率,因此具有空间应用优势和潜力,虽然至今尚未应用。

4.6.4 生产成本

CIGS 组件成本包括材料成本和工艺成本。而材料成本又包括直接和间接两部分。直接材料成本不随产量增加而增加,只与原材料市场价格和薄膜中材料需要量有关。间接成本包括溅射靶材的制备或其他原材料,随产量增加而降低。材料利用率一般小于 50%。对溅射工艺中的靶材料在薄膜中的分数一般为 30%。

薄膜组件的其他生产成本主要是设备投资成本。大规模自动化沉积设备的价格很高。因此生产能力是决定投资成本的重要因素。

中试线上的每层薄膜沉积或每个工艺步骤可接受的成本大约为 20 美元/m²,大规模生产的成本可能降低到 1~5 美元/m²。连续自动化生产线的成本与衬底宽度、线速度、沉积速率和沉积层厚度有关。如果沉积速率相当低,可使系统的沉积区加长,如溅射系统中增加靶的数量所增加的投资成本相当少。

小规模生产薄膜光伏组件显现不出成本优点。制造的总产出率可以分成电性能产出率和机械产出率。电性能产出率反映了组件生产的重复性,它是组件生产实现最低电性能的要求。机械产出率是衬底进入生产线到产品完成的分率。机械损失来自玻璃破损或设备故障。一般情况总产出率应当超过 80%。

在生产成本分析基础上可以预测出制造成本的范围。对于第一代 CIGS 生产厂,规模为每年几 MW 能力的预计成本为 1.5~2 美元/W,更大规模生产的预计成本为 0.4~0.6 美元/W。

另一个制造成本是能耗。CIGS 组件的能量回收时间估计为 4 个月,而晶硅组件为 3 年。

4.6.5 环境影响

与 CIGS 组件中材料有关的环境问题之一是稀有元素的供应问题。假定组件效率为 12%,每千瓦关键材料的计算含量 (g) 可与表 2.3-21 中的年冶金量相比较。第四列表示每年的冶金量可以获得多少组件功率,最后一列表示各种元素资源量可以获得多少组件功率。由表 2.3-21 看出,In 是材料供应的主要瓶颈。

研究表明,CIGS 工艺过程中检测到的影响是可以忽略的,对人的最低有害影响水平 (LOAEL) 为 8.3μg/kg/天。

表 2.3-21 CIGS 组件中的关键材料

元素	材料含量 (g/kW)	冶金量 (kg/年)	容量(冶金量) (GW/年)	容量(资源量) (TW)
Mo	42	110	2600	130
Cu	17	9000	529 000	30 000
In	23	0.13	5.7	0.1
Ga	5	0.06	12	2.2
Se	43	2	46	1.9
Cd	1.6	20	12 500	330
Zn	37	7400	200 000	4100

CIGS 组件中 Cd 以外的其他物质基本上是非毒性的, 研究表明 CdS 化学溶沉积成为健康的最大关注步骤 (Cd、尿素和产生的废液)。在 CdTe 电沉积中 (以 Cd 为前驱体的湿法工艺), 发现 Cd 对健康的最大危害是在原材料制备中产生的粉尘以及浴槽附近的硒颗粒。对工艺过程的生物监测表明, 工人暴露的操作环境没有危险。尿素有暴露风险 (有毒并是致癌物质)。Cd 在漂洗水、酸稀释液以及 Cd 化合物的两段沉淀/离子交换工艺处理后被除去并回收, 最后降低到 $1\sim 10\mu\text{g/L}$ 的安全水平。

大多数 CIGS 工艺用元素 Se, 但处理后的形成物是固体球或丸, 它释放出可能被吸入的细小粉尘。元素 Se 的生物活性是很低的, 但它的很多化合物非常活泼而且具高毒性。特别是硒化过程所用硒化氢气体毒性极大, 有立即致命的危险 (致命剂量仅为 2mg/L)。

在 CIGS 组件运行中也存在有害的环境问题, 潜在危险是有毒物质进入雨水中。这只是在组件破裂或者粉碎时使被封装的活性层暴露出来才可能发生有毒元素进入雨水和进入临水的土壤中。工厂里的实际排放实验研究表明, 对人类或环境没有严重危险。在 CIGS 组件寿命期内的主要危害与火灾有关, 但危险非常有限。一个商用光伏系统失火, 如果 CIGS 的大部分材料都释放出来, 有毒气体在火的下风口可高达 300m 。CIGS 组件中如果只有 10% 的材料释放出来, 即使在最差的气象条件下其浓度并无大害, 因此 CIGS 组件场地发生火灾对公众没有直接的危险。

环境政策、废物处理以及经济发展使得循环经济变得越来越重要。在大规模使用 CIGS 组件条件下, 更多的问题是

稀有元素铜、硒和铟的回收。如果组件材料可以被重新利用, 回收成本可以进行抵扣。特别是当玻璃可以回收和再利用时收益会增加。因此在选择封装方法时应考虑到回收问题。双层玻璃结构除了自身功能外还有降低在火灾中 CIGS 材料的释放问题, 但同时会增加材料回收成本。

4.7 CIGS 电池未来展望

CIGS 太阳能电池技术已取得很大进展, 包括沉积技术、器件结构以及材料和工艺科学和工程技术知识的增长和积累。有理由相信, 未来会实现大于 20% 的电池效率。CIS 电池已有 30 年以上的研发历史, 但大规模商业化生产进程一直比较缓慢, 目前也只是规模化生产的开始, 仍有许多与半导体工艺相联系的关键机制问题需要进一步深入研究, 需要更好地解决大规模商业化生产中设备和工艺放大问题。加强材料和器件的基础科学研究和加速研发新的制造技术 (包括新的诊断和工艺控制技术) 是关键。效率与 V_{oc} 密切相关, 缺陷的化学和电子性质对 V_{oc} 和器件性质起着决定作用, 必须对它们进行深入研究。此外, 对钠的作用、晶界和自由表面的性质、CdS 层作用、不含 Cd 的化学溶工艺替代材料 (带隙更宽、效率更高、生产重复性更好) 的开发等, 也需要进行深入研究。

下一代 CIGS 基薄膜电池的重大突破在于开发出 $E_g \geq 1.5\text{eV}$ 的宽带隙合金。 $E_g \approx 1.7\text{eV}$ 的电池是叠层电池成功的先决条件, 是重点开发的内容之一, 它可使单结叠层电池效率达到 25% 甚至更高。由于 $E_g = 1.0\text{eV}$ 的 CIS 电池是叠层电池结构中比较理想的底电池, 通过合金比例变化能够把带隙改变到顶电池的 $E_g = 1.7\text{eV}$ 。需要开发的关键技术还包括顶电池和底电池间的透明互层、改进电池结构或者改进低温工艺使底电池能够经受相继的顶电池工艺过程等。

在改进工艺方面还包括开发低温工艺和开发更薄 ($< 1\mu\text{m}$) 的 CIGS 层。较低的衬底温度有利于选择替代材料 (如柔性聚合物薄膜衬底等), 降低衬底热应力, 从而降低整个沉积系统的热负荷和应力; 更薄的 CIGS 电池可以降低成本。高效、稳定以及对材料和工艺的高容忍力是未来太阳能电池的基本要求。尽管存在着诸多挑战, CIGS 及相关材料的研究和开发仍然是令人振奋和充满希望的。

第4章 其他太阳能电池

本章包括染料敏化电池和聚光电池组件两部分。染料敏化电池属于光电化学电池,电池工作原理不涉及光伏效应,还同时涉及电化学电池的氧化还原反应和染料敏化效应等,这种电池不再是 $p-n$ 结的少子器件,也不使用光生电子-空穴对自由载流子概念。因此将该种电池放在这里介绍。

原则上为光伏聚光系统可以使用各种电池,只要在电池设计中考虑了聚光情况下高电流和高热流问题,要求栅线设计既能满足在聚光条件下产生最大电流,又能在引出电流时引起的欧姆损失最小,即得到两者的合理折中。高热流包括两部分:一是高电流欧姆损失产生的热流;二是不发生光伏效应的波长部分所引起的热流,在某些条件下需要采取被动或者主动散热措施。在物理上聚光器件与平板器件并无本质差别。而聚光系统常常是光伏聚光组件中的重点内容和特点之一。因此也列在这部分介绍。

1 染料敏化电池

1.1 概述

染料敏化电池是一种光电化学电池,与以半导体二极管的光伏效应为基本原理的物理电池有很大不同,没有将其与物理光伏电池放到一起介绍。

近年来由光电极、氧化还原电解质和对电极组成的光电化学电池得到广泛的关注和研究。在这种光电化学电池中,使用单晶和多晶形式的 n -Si、 p -Si、 n -GaAs、 p -GaAs、 n -InP、 p -InP 和 n -CdS 等多种半导体材料作为光电极,在适宜的氧化还原电解质中,可以产生大约 10% 的光电转换效率,但电解质中的电极在辐照条件下常常发生严重的光腐蚀,电池稳定性很差,因此性能稳定的染料敏化电池成为此类电池的研发重点。

氧化物半导体材料在光照溶液中有很好的稳定性,但其带隙很宽,不能吸收可见光。用有机染料光敏剂进行敏化处理的 TiO_2 、 ZnO 和 SnO_2 等宽带隙氧化物半导体材料能吸收可见光,因此自 19 世纪以来在照相技术中对它们进行了广泛研究。

半导体表面吸附了光敏剂后能吸收可见光并激发出电子,被激发出的电子注入进半导体电极的导带中,使器件性能得到提高。这种染料敏化半导体光电极近年来被广泛引进到太阳能电池的研究中。

为了提高电池效率,染料光敏剂应具有尽可能高的光收效率 and 尽可能宽的吸收光谱范围,而半导体电极则应具有很大的表面积以尽可能多地吸收染料。

近年来由于开发出能吸收大量光敏剂的高性能纳米 TiO_2 薄膜电极和合成出新型能吸收 400~800nm 或 900nm 的宽范围可见光和近红外区铈 (Ru) 络合物光敏剂,从而使染料敏化太阳能电池 (DSSC 或称 Gratzel 电池) 性能得到大幅度提高。

光敏剂是染料敏化电池的关键材料之一。二吡啶基铕络合物 ($\text{C}_{12}\text{H}_8\text{N}_2\text{Ru}$) 是光敏剂的优选材料,其激发态寿命长、氧化态 Ru (III) 具有长期稳定性。在 1979~1980 年

间,成功地合成了二吡啶基铕络合物,并研究了铕络合物对单晶 TiO_2 光电敏化作用。

近年来瑞士联邦工业大学 (EPFL) 的 Gratzel 及其同事在 DSSC 的研究方面获得重大突破,在 AM1.5 照射条件下得到了 7%~10% 的太阳能转换效率。此后这种电池持续不断地得到发展。DSSC 是由大表面积纳米 TiO_2 薄膜电极、二吡啶铕络合物和碘的氧化还原电解质组成^[13]。他们还开发出一种能吸收范围达 900nm 的近红外区的三联吡啶铕络合物光敏剂,获得了 AM1.5 条件下 $\eta=10.4\%$ 的电池效率,短路电流密度 $J_{sc}=20.5\text{mA}/\text{cm}^2$,开路电压 $V_{oc}=0.72\text{V}$,填充因子 $FF=0.70$ 。

我国有多家研究机构从事染料敏化 TiO_2 电池研究,中国科学院合肥等离子体所 2005 发表了 8.95% (1 个太阳) 和 9.18% (0.58 个太阳) 的电池效率,电池面积 0.21 cm^2 ,以及面积 1497.6 cm^2 的中试电池 5.7% 的效率,并制作出 500W 的室外试验阵列。

制作 DSSC 的材料成本低,封装较简单容易,预计商业化制造成本相当低,因此是一种有应用前景的太阳能电池。

1.2 基础与理论

1.2.1 结构和材料

1.2.1.1 透明导电氧化物玻璃衬底

图 2.4-1 为染料敏化太阳能电池 (DSSC) 的结构示意图。 TiO_2 光电极的衬底为透明导电氧化物 (TCO) 玻璃。TCO 应有低的方块电阻和高透射率,且 500℃ 以下方块电阻与温度无关。一般用掺氟 SnO_2 为 DSSC 的 TCO 衬底,方块电

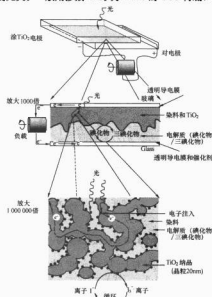


图 2.4-1 染料敏化太阳能电池结构示意图

阻约为 $8\sim 10\Omega/\square$ (\square : 单位面积)。

1.2.1.2 TiO_2 光电极

溶液中的 TiO_2 光电极在可见光照射下有好的化学稳定性,且材料廉价和无毒。 TiO_2 薄膜光电极的制备工艺简述如下: TiO_2 胶体溶液(或染料)涂在 TCO 衬底上,然后在 $450\sim 500^\circ\text{C}$ 温度下烧结,可得到大约 $10\mu\text{m}$ 厚的 TiO_2 膜。由于该薄膜由 TiO_2 纳米颗粒 ($10\sim 30\text{nm}$) 组成,因此形成了纳米孔结构, TiO_2 的实际表面积与其表观面积之比(即粗糙因子 r_f) 大于 1000,即 $1\text{cm}^2\text{TiO}_2$ 薄膜 ($10\mu\text{m}$ 厚)的实际表面积大于 1000cm^2 。染料敏化分子单层地吸附在 TiO_2 表面上。如果纳米孔 TiO_2 膜的粗糙因子(或称比表面) r_f 很高,染料吸附的量就会急剧增加 (10^5mol cm^{-2} 量级),染料吸收波长峰值处的光收获率可增加到接近 100%。而单晶和多晶材料表面上吸附的染料量则很少,即使在峰值波长处,光的收获率也仅为 1%。

TiO_2 薄膜中正常情况下含有大的 TiO_2 颗粒 ($250\sim 300\text{nm}$),这种颗粒能对人射光子能有效地起到散射作用,从而能提高光收获率 (LHE)。 TiO_2 膜的多孔性非常重要,因为电解质中氧化还原离子必须能够渗透薄膜并向膜中扩散,从而有效地抑制反应速度的控制步骤。在 TiO_2 胶体溶液中加入聚乙烯醇 (PEG) 和已基纤维素 (EC) 等聚合物,可把烧结过程中形成的孔率控制在 $50\%\sim 70\%$ 的适当水平。

1.2.1.3 钌络合物光敏剂

钌络合物光敏剂吸附在 TiO_2 表面上,起光子吸收和电子注入的作用。图 2.4-2 为 Gratzel 小组开发的钌络合物光敏剂的化学结构 [TBA 为四丁基铵阳离子 (C_4H_9) $^+\text{N}^+$],图 2.4-3 表示溶液中络合物的吸附性质。

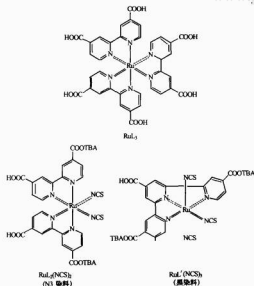


图 2.4-2 典型钌络合物光敏剂的分子结构

y -轴用吸收率(A)和 $1-T$ ($T=1-10^A$)表示,式中 T 为透过率。顺式-双(4,4'-二羧基-2,2'-吡啶)二硫代氰酰钌 II, $\text{RuL}_2(\text{NCS})_2$ 复合物],属于 N3 染料(或红染料),可以吸收 $400\sim 800\text{nm}$ 范围的可见光。三硫代酰 4,4'-二羧基-2,2',6',2'-吡啶钌 II,黑染料, $\text{RuL}'(\text{NCS})_2$ 络合

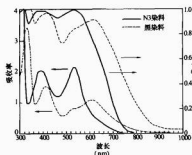
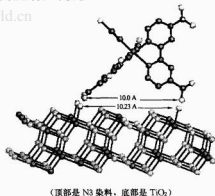


图 2.4-3 用吸收率和光收获效率 $1-T$ (T : 透过率)

表示的 N3 染料和黑染料的吸收谱

物],吸收范围从近红外区到 900nm 。这些染料在可见光和近红外区的吸收是由于金属-配位体电荷-转移 (MLCT) 跃迁引起。最高填满分子轨道 (HOMO) 和最低空分子轨道 (LUMO) 主要是从钌金属的 d -轨道和配位 π 轨道分别推导出来的。NCS 配位使 HOMO 能级向负方向移动,导致络合物吸收性质红移,并对来自氧化还原离子 (I^-) 的电子接收有贡献。这些钌络合物中含有能吸附在 TiO_2 表面的羧基。吸附引起配位体和 TiO_2 导带间电子的强相互作用,使电子从钌络合物有效注入到 TiO_2 中。钌络合物通过二齿配位羧酸盐或酯键 $[-\text{C}(=\text{O})\text{O}-]$ 吸附在 TiO_2 表面上。

图 2.4-4 表示 N3 染料以锚接结构吸附在 TiO_2 (101) 表面上。用 TiO_2 表面面积和吸附染料量推导出 N3 染料在 TiO_2 表面的覆盖率接近 100%。



(顶部是 N3 染料,底部是 TiO_2)

图 2.4-4 吸附在 TiO_2 (101) 表面的 N3 染料锚接结构

1.2.1.4 氧化还原电解质

DSSC 中的电解质含有 I^-/I_2 氧化还原离子,是电子、 TiO_2 光电极和对电极之间的媒介。电解质为浓度 $0.1\sim 0.5\text{M}$ (M : 莫尔浓度) 的碘化物 [如 LiI 、 NaI 、 KI 、四烷基铵 (R_4NI) 和吡啶-衍生物等] 与 $0.05\sim 0.1\text{M}$ 的 I_2 溶解在非质子溶剂 [如己腈 (CH_3CN)、丙腈 ($\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CN}$)、甲氧基己腈 ($\text{CH}_3\text{OCH}_2\text{CN}$)、丙稀碳酸酯及其混合物] 中的混合物。DSSC 电池性能与碘化物中的阳离子 [如 Li^+ 、 Na^+ 、 K^+ 、 R_4N^+] 有关,因为不同的离子电导率能使 TiO_2 电极的导电能级移动。溶剂黏度直接影响电解质中离子电导率,因而也影响电池性能。为了提高电池性能,应降低溶剂黏度, I_2 在甲氧基己腈中的扩散系数约为 $5.4\times 10^{-6}\sim 6.2\times 10^{-6}\text{cm}^2/\text{s}$ 。在电解质溶液中加入叔丁基吡啶等化合物可以提高电池性能, Br^-/Br_2 和氢醌也可

用作氧化还原电解质，但碘的氧化还原电解质性能最好。

1.2.1.5 对电极

I^- 离子与染料正离子发生氧化还原反应变成 I_2 离子， I_2 又在对电极上被重新还原成 I^- 离子。为了使 I_2 还原成三碘离子 I_3^- ，对电极必须具有高电催化活性。通常用镀 Pt 或镀碳的 TCO 衬底 ($5 \sim 10 \mu\text{g}/\text{cm}^2$ 或约 200nm 厚) 作高电催化活性的对电极。

1.2.1.6 密封材料

密封材料对于 DSSC 电池的封装特别重要。每个电池周围都必须严格密封才能防止电解质的泄漏和溶剂蒸发。同时要求密封材料对电解质、碘化物和溶剂具有良好的化学和电化学稳定性。杜邦公司生产的索尔伦 (Surlun-Du Pont, 乙烯和丙烯酸) 的聚合物) 可用作 DSSC 的密封材料。

1.2.2 电池工作机理

1.2.2.1 主要过程

图 2.4-5 是 DSSC 的能级示意图。

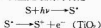


图 2.4-5 DSSC 的能带图和工作原理示意

光子转换成电流的主要步骤如下：

(1) 吸附在 TiO_2 表面的钌络合物光敏剂吸收入射光子流。

(2) 金属—配位体电荷—转移 (MLCT) 跃迁使光敏剂从基态 (S) 被激发到激发态 (S^*)，被激发电子注入 TiO_2 电极导电带内，发生光敏剂的氧化



(3) 注入 TiO_2 导电带的电子在 TiO_2 纳米颗粒间经扩散运到背接触 (TCO) 并通过外负载和导线到达对电极。

(4) 被氧化的光敏剂 (S^+) 从 I^- 离子 (氧化还原媒体) 接受电子重新产生基态 (S)，且 I^- 被氧化成氧化态 I_2



(5) 氧化还原媒体 I_2 向对电极扩散并被还原成 I^- 离子



总结结果是，电能产生而无止的化学变化产生。

DSSC 性能主要与四个组分能级有关：光敏剂的激发态 (近似 LUMO) 和基态 (HOMO)， TiO_2 电极的费米能级 (导电能级附近) 和电解质中媒体 (I^-/I_2) 的氧化还原电势。DSSC 的光电流决定于光敏剂的 HOMO 和 LUMO 间能级差，类似于无机半导体材料的带隙 E_g 。HOMO-LUMO 能隙越小，太阳光谱中长波区的光利用越多，光电流就越大。LUMO 能级和 TiO_2 导电能级间的能隙 ΔE_1 非常重要，LUMO 能级必须比 TiO_2 导电带足够负才能保证电子的有效注入。此外，LUMO 能级和 TiO_2 导电带之间的基本电子耦合也

导致了有效的电子注入。复合物的 HOMO 能级必须比氧化还原媒体 I^-/I_2 的氧化还原电势足够正才能有效地接受电子 (ΔE_2)。作为每个电子转移反应的推动力，能隙 ΔE_1 和 ΔE_2 必须大于约 200mV 才能满足最佳效率要求。

在固—液结太阳能电池 (PSC) 情况下，电压由半导体电极费米能级 (n-型半导体的费米能级接近导带能级) 和电解质中氧化还原媒体的氧化还原电势之间的能隙产生。在图 2.4-5 中，DSSC 的电压由 TiO_2 电极费米能级和电解质中 I^-/I_2 氧化还原电势之间能隙产生。 TiO_2 电极的导电能级和电解质中 I^-/I_2 的氧化还原电势相对于标准氢电极 (NHE) 分别约为 0.5V 和 0.4V，或相对于饱和甘汞电极 (SCE) 分别为 0.7V 和 0.2V，如图所示。因此在 TiO_2 电极和 I^-/I_2 的氧化还原媒体的 DSSC 中，最大电压约 0.9V，大小与电解质组分有关，因为 TiO_2 电极的费米能级与电解质组分及其浓度有关。

与常规的 p-n 型太阳能电池不同，DSSC 的机理并不涉及电子和空穴间的电荷复合过程，因为电子仅从光敏剂向半导体注入，而在半导体价带中并不形成空穴。此外，电荷输运发生在 TiO_2 膜中，而电荷是在光子吸收位置 (即光敏剂) 被分离的，因此会产生有效的电荷分离。

在 DSSC 中，电解质中的小正离子 (如 Li^+) 和从染料键上释放的 H^+ 可以吸附在半导体表面上。在这些阳离子和带负电荷离子或基团 (碘离子和带负电荷的染料) 间的双电层间形成了偶极。双电层间的电势差有助于电荷的分离和降低电荷与染料正离子或氧化还原媒体的复合。在照射条件下，双电层间的电势差会因注入半导体中的电子与界面上的正电荷发生复合而降低。

1.2.2.2 光伏性能

图 2.4-6 表示被 N3 和黑染料敏化并含有 I^-/I_2 氧化还原电解质的纳晶 TiO_2 太阳能电池的光电流外光谱响应曲线，其中入射光子的电流转换效率 (IPCE) 对波长作图。

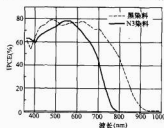


图 2.4-6 被 N3 和黑染料敏化的 DSSC 的光谱响应曲线

IPCE 可从下列方程得到

$$\text{IPCE} = \frac{1240 \times J_{sc}}{\lambda \times \Phi} \times 100 \quad (2.4-1)$$

式中： J_{sc} 为单色光照射的短路光电流密度， λ 为波长， Φ 为单色光强度。

如图 2.4-6 所示，钌络合物敏化的太阳能电池可有效地把可见光转换成电流。N3 染料 [$\text{RuL}_2(\text{NCS})_2$] 的光响应从 400~800nm，黑染料 [$\text{RuL}'(\text{NCS})_3$] 的光响应可以到近红外的 950nm。N3 染料敏化太阳能电池的 IPCE 在 550nm 达到 80%，在 400 到 650nm 区域超过 70%。考虑到光反射和 TCO 衬底吸收损失，内光子的电流转换效率 90%~100%，说明 DSSC 的效率是高的。下面方程给出了入射光子的电流转换效率 IPCE。

$$\text{IPCE} = \text{LHE} \phi_{\text{in}} \eta_{\text{e}} \quad (2.4-2)$$

$$\text{LHE} = 1 - T = 1 - 10^{-A} \quad (2.4-3)$$

式中: LHE 为光吸收率; ϕ_{in} 为光子注入的量子产率; η_{e} 为注入电子在背接触上的收集效率。

依照式 (2.4-2), 如果 ϕ_{in} 和 η_{e} 接近于 1, IPCE 由吸附在膜上染料 LHE (即 $1-T$) 决定, 如图 2.4-4 所示。太阳能转换成电能效率 η 在白光照射 (如 AM1.5) 下可由下式得到

$$\eta = J_{\text{sc}} \times V_{\text{oc}} \times \text{FF} / I_0 \times 100 \quad (2.4-4)$$

式中: I_0 为光子流 (AM1.5 约 $100 \text{ mW}/\text{cm}^2$)。

黑染料敏化的结晶 TiO_2 太阳能电池电流-电压曲线表示于图 2.4-7。在美国能源部的可再生能源实验室 (NREL) 完成了性能测试。得到了 10.4% 的效率 (电池面积 = 0.186 cm^2 , $J_{\text{sc}} = 20.53 \text{ mA}/\text{cm}^2$, $V_{\text{oc}} = 0.721 \text{ V}$, $\text{FF} = 0.704$)。

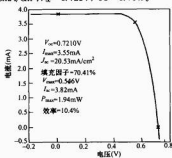


图 2.4-7 黑染料敏化 TiO_2 太阳能电池的光电流-电压曲线

1.2.3 电荷输运力学

1.2.3.1 电子注入过程

图 2.4-8 为 DSSC 的电子输运动力学示意图。采用随时间变化的激光光谱测量了电子自光敏剂向半导体导带注入的过程, 注入速率主要与光敏剂材料结构、光敏剂 LUMO 能级及半导体导带能级之间的带隙有关。电子注入速率常数 k_{in} 由费米的“金规则”公式给出

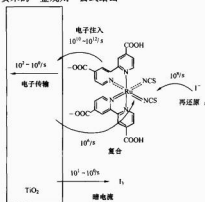


图 2.4-8 DSSC 的电子输运过程示意

$$K_{\text{in}} = \left(\frac{4\pi^2}{h} \right) |V|^2 \rho(E) \quad (2.4-5)$$

式中: V 为光敏剂和半导体之间的电子耦合; $\rho(E)$ 为导带态密度; h 为普朗克常数。

V 的值与光敏剂激发态波函数和半导体导带之间的重叠

有关, 主要与吸附的光敏剂材料和半导体表面之间的距离有关。在 DSSC 中, 光敏剂通过羧基的锚接作用强烈吸附半导体表面上, 在光敏剂激发态的 π 轨道和 TiO_2 导带 (由 $\text{Ti} 4d$ 的 $3d$ 空轨道组成) 之间产生了非常大的 V 。此外, 半导体导带有一相当大的连续态密度。因此, 电子自光敏剂向半导体的注入速率从激发态到基态的弛豫速率更高 (即通过发射寿命的弛豫)。时间激光光谱显示电子自 N3 染料向 TiO_2 的注入的发生时间在飞秒 (10^{-15}) 量级。这种超快速率的电子注入是 DSSC 高效率的原因之一。此外, 电子注入速率常数与所用的半导体材料有极大关系, 如电子自香豆素染料和 N3 染料向 ZnO 的注入速率比向 TiO_2 系统的注入速率较低。速率常数不同可能由染料的 π 轨道和 ZnO 及 TiO_2 中的接受轨道或态密度间的电子耦合不同引起。 ZnO 导带边界附近的态是由 Zn^{2+} 的 $4s$ 轨道组成, 而 TiO_2 导带边界附近的态由 Ti^{3+} 的 $3d$ 轨道组成, 因而与染料 π 轨道间的电子耦合是不同的。

1.2.3.2 电荷复合

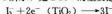
注入半导体的电荷和染料间的复合过程 (图 2.4-8) 必须比电子自 I^- 离子注入进染料中要慢得多 (即染料的再生) 才能完成电荷的有效分离。有报道指出, 注入进 TiO_2 的电子和 N3 染料阳离子之间的复合在微秒到毫秒之间, 与飞秒 (10^{-15}) 级的超快电子注入形成鲜明对比。超快注入和慢速复合使电荷产生有效分离并最终使电池获得高效率。

1.2.3.3 光敏剂的再生

电子自 I^- 离子传入被氧化的光敏剂 (阳离子) 中使其获得再生是电荷有效分离所需要的主要过程之一。激光光谱的反应过程动力学进行研究表明, 电子自 I^- 离子传入 N3 染料阳离子之间的时间约 100ns。这个反应速率比注入的电子和阳离子间的电荷复合速率快得多。因此, 光敏剂的快速再生对有效电荷分离是有贡献的。

1.2.3.4 暗电流

暗电流是由注入的电子与三碘离子 (I_3^-) 间的复合所产生的, 如图 2.4-8 所示, 是 DSSC 的主要过程之一, 即



这个反应主要是在 TiO_2 表面发生, 而且 TiO_2 比表面比 SnO_2 大得多, 但因 TiO_2 不能完全覆盖 TCO 衬底, 所以也可能在 SnO_2 表面发生。这个反应对 DSSC 光伏性能损失的影响类似于 $p-n$ 结中空穴和电子正向偏压注入所产生的影响。DSSC 可用注入电流得到。下面方程用注入电流 I_{in} 表示 V_{oc} , 与 $p-n$ 结太阳能电池相同, 即

$$V_{\text{oc}} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{\text{in}}}{I_0} + 1 \right) \quad (2.4-6)$$

式中: k 是玻耳兹曼常数; q 是电荷; T 为热力学温度; I_0 暗电流。

I_{in} 和 I_0 用下列方程表示

$$I_{\text{in}} = q\eta\Phi_0 \quad (2.4-7)$$

$$I_0 = qn_0 k_{\text{et}} [\text{I}_3^-] \quad (2.4-8)$$

式中: η 为光子电子产率; Φ_0 为入射光子疏; n_0 为暗态下半导体导带的电子密度; k_{et} 为复合反应速率常数; $[\text{I}_3^-]$ 为溶液中氧化还原媒体 I_3^- 的浓度。根据式 (2.4-6) ~ 式 (2.4-8), 可以得到下面方程

$$V_{\text{oc}} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{\eta\Phi_0}{n_0 k_{\text{et}} [\text{I}_3^-]} + 1 \right) \quad (2.4-9)$$

通常, $\eta\Phi_0 \gg n_0 k_{\text{et}} [\text{I}_3^-]$ 且式 (2.4-9) 可简化如下

$$V_{\text{oc}} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{\eta\Phi_0}{n_0 k_{\text{et}} [\text{I}_3^-]} \right) \quad (2.4-10)$$

可以认为暗电流是发生在没有吸附光敏剂的 TiO_2 /电解质界面上。为了抑制暗电流,使用吡啶衍生物如叔基吡啶(TBP)作为 TiO_2 表面的共吸附剂,从而提高了电池电压。可以认为 TBP 是吸附在未覆盖的 TiO_2 表面上,图 2.4-9 表示在有和没有 TBP 的电解质中光照和暗态 N3 染料敏化 TiO_2 太阳能电池的电流-电压曲线。图中清楚表明 TBP 抑制了暗电流、提高了电池的 V_{oc} 。因为 TBP 的吸附使 TiO_2 导带能级向负移动,从而抑制了电子自染料向 TiO_2 的注入,因此降低了 J_{sc} 。

现在来研究复合动力学反应 $[\text{I}^- + 2e^- (\text{TiO}_2) \rightarrow 3\text{I}^-]$ 。如果这个复合反应速率大并占优势, DSSC 就不能工作。由此可以想到,如果光注入的电子通过纳米 TiO_2 薄膜的输运缓慢,复合必然是非常低的。事实上,复合速率估计在 0.1 秒到几秒的量级。低复合是由于 TiO_2 对三碘离子还原的催化活性低。

1.2.3.5 电子在 TiO_2 薄膜中的输运

电子在 TiO_2 薄膜中的输运对于 DSSC 的光伏特性有重要影响(见图 2.4-9)。纳米 TiO_2 薄膜中的电子输运机制包括:通过颗粒间势垒隧穿的扩散模型机制,陷阱/脱陷机制,绝缘体-金属跃迁机制等。 TiO_2 中的电子电导率非常低,导致光电流响应很慢。纳米 TiO_2 薄膜中的电子扩散系数估计为 $1 \times 10^{-7} \text{ cm}^2/\text{s}$ 和 $1.5 \times 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s}$ 。在光子照射下由于电子自光敏剂的注入使 TiO_2 薄膜的电子电导率极大增加,同时电导率和光电流随入射光强度增加。可以认为,当注入的电子进入陷阱或 TiO_2 薄膜的表面能级中,电子的扩散系数就会剧烈增加而引起电子电导率增加和光电流响应增强。

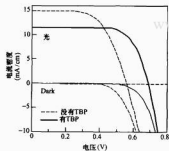


图 2.4-9 N3 染料敏化 TiO_2 太阳能电池在光照和暗态下的电流/电压曲线

1.2.4 电池性能

DSSC 的光伏运行机制不同于常规 p-n 型太阳能电池,其独特性能如下:

(1) 能量转换效率: DSSC 效率与单结非晶硅太阳能电池实验室效率相当。

(2) 制造成本低: DSSC 工艺简单、材料成本低,因此制造成本有低于常规太阳能电池的潜力,可能达到 0.60 美元/W, 10% 效率的 DSSC 组件可与常规太阳能电池相竞争。

(3) 原材料丰富: 氧化物半导体 TiO_2 、染料和碘化物的供应丰富,虽然金属钉的储量有限,但 DSSC 中使用的钉络化合物的量非常小,仅为 $1 \times 10^{-7} \text{ mol}/\text{cm}^2$,同时可其他用有机染料敏化剂代替。

(4) 对消费品应用有很好潜力: 根据应用场合可以使用不同染料制成彩色透明太阳能电池,如窗玻璃透明太阳能电池等。如果 TiO_2 薄膜可以在低温(小于 250°C)下制备,可使用塑料衬底,将会扩大 DSSC 的应用范围。

(5) 对环境污染低: DSSC 中使用的 TiO_2 、染料和碘化物是无毒的。唯一有害成分是电解质溶液中的有机溶剂。固态电解质是未来的开发方向。

(6) 容易回收: 可用碱性溶液洗涤电极或燃烧除去有机染料光敏剂,从而实现 DSSC 的回收。

1.3 电池制造

1.3.1 TiO_2 胶体溶液的制备

可直接采用商业 TiO_2 粉末制造 TiO_2 光电极。 TiO_2 胶体可用钛氧基 $\text{Ti}(\text{IV})$ 热解制备,如异丙氧基 Ti 和丁氧基 Ti 等。一般说来, TiO_2 的锐钛矿相比金红石矿相更适宜作光电极。制备步骤如下:

- (1) 用 0.1M HNO_3 的烷氧基 Ti 热解沉淀。
- (2) 80°C 加热 8h 进行胶溶,接着烧结。
- (3) $200 \sim 250^\circ\text{C}$ 下在高压釜中处理 12h 进行水热法生长。
- (4) 在超声槽中进行超声处理。
- (5) 蒸发浓缩。

沉淀与烷氧基 Ti (如异丙氧基 Ti) 的水解控制有关,为了获得要求的颗粒度和单颗粒分散体,必须对水解和凝聚动力学进行控制。用乙酸或乙酸丙酮化物对烷氧基 Ti 进行适当改性可产生大表面积 ($> 200 \text{ m}^2/\text{g}$) 和小颗粒胶体 ($5 \sim 7 \text{ nm}$)。胶溶作用使胶凝物产生初生颗粒并分凝,随后过滤除去大颗粒。高压釜处理使胶体 TiO_2 溶液中的初生颗粒继续生长到 $10 \sim 25 \text{ nm}$,再继续生长到某种程度以增加锐钛矿晶体的存在。高压釜处理的温度越高,金红石晶体颗粒产生越多,特别是在 240°C 以上。 230°C 以下的高压釜处理所制备的电极是透明的,更高温度的高压釜处理所制备的电极是半透明或不透明的。高压釜处理后,用装有 Ti -扬声器的超声处理器将沉淀物再次分散。胶体溶液随后用旋转蒸发器在 45°C 浓缩到约为 11% TiO_2 的要求浓度。

1.3.2 TiO_2 电极的制备

制备 TiO_2 薄膜一般有以下两种方法。

1.3.2.1 手术刀技术

为了增加薄膜孔隙率, $0.02 \sim 0.07 \text{ g}$ 的聚乙烯醇(分子量 20 000)加入到 1mol 浓缩胶体 TiO_2 溶液中 (TiO_2 , 11%) 作为黏合剂。如果使用商用 P_2O_5 TiO_2 粉末,要在含颗粒稳定剂(如乙酸丙酮化物)和非离子表面活性剂(如三硝基甲苯 X)的水中进行研磨以分散粉末。胶体 TiO_2 溶液涂布于 TCO 衬底上,然后在 450°C 的空气中烧结 30min,得到透明的 TiO_2 薄膜。

1.3.2.2 丝网印刷技术

从酸性水中把 TiO_2 胶体分离出来并认真漂洗,然后与黏合剂和溶剂 α -松油醇/乙醇混合,在乙醇蒸发后得到一种有机 TiO_2 染料。使用丝网印刷机把染料印刷在 TCO 衬底上,然后在 500°C 的空气中烧结 1h。薄膜厚度可通过选择浆料组分(即浆料中 TiO_2 纳米颗粒)、丝网筛孔尺寸和重复印刷进行控制。

两种方法制备的薄膜厚度都在 $5 \sim 15 \mu\text{m}$ 之间,薄膜质量约 $1 \sim 2 \text{ mg}/\text{cm}^2$ 之间。最佳膜厚为 $13 \sim 14 \mu\text{m}$ 。薄膜的孔隙率 $60\% \sim 70\%$ 。高孔隙率氧化还原媒体向薄膜内的扩散更加有效。 $10 \mu\text{m}$ 薄膜的表面粗糙度因子接近 1000,可以吸附大量的光敏剂从而增加光吸收效率。用 $10 \sim 20 \text{ nm}$ TiO_2 颗粒制备的薄膜是透明的。

薄膜的辐射性质对提高吸附染料薄膜的光吸收效率很重要,它能提高电池的 IPCE 特性。入射光的光程长及染料的

吸收可以因 TiO_2 薄膜中的光散射而增加。在薄膜制备过程中在小颗粒 TiO_2 中加入一些大颗粒 TiO_2 可以增加光散射。 TiO_2 电极的光散射模拟指出,小颗粒 TiO_2 (如 20nm 粒径)和作为有效散射中心的大颗粒 (250~300nm 粒径)的适当混合,能大大强化太阳光的吸收。与透明膜相比,使用散射薄膜实际上更能增加 DSSC 的光电流。光散射对提高 DSSC 的低能区 (650~900nm) 光响应特别显著。如图 2.4-4 和图 2.4-6 所示,在红光区得到的 IPCE 值高于溶液中染料吸收光谱所表现的值 (见图 2.4-4, 1~7)。由于染料的低能侧吸收系数低,入射辐射的绝大部分穿透膜层,而 500~650nm 的光子则因其吸收系数大在 $\text{TiO}_2/\text{TiO}_2$ 界面附近被吸收。在高散射薄膜中,低能光的多次反射使光吸收增加并因此增加了光响应。用 TiCl_4 处理薄膜能够大大提高电池性能,特别是光电流。 TiCl_4 处理如下:在丝网印刷后, TiO_2 膜在室温下浸入 0.1~0.5M 的 TiCl_4 水溶液中,然后在 450℃ 下烧结 30min。 TiCl_4 处理可能改善了 TiO_2 颗粒间的联结从而提高了光电流。

1.3.3 染料在 TiO_2 电极上的组装

在 TiO_2 膜制备之后,N3 染料光敏剂吸附在 TiO_2 表面上称为染料在 TiO_2 电极上的组装,其具体步骤如下:薄膜浸入染料溶液 (0.2~0.3mmol/乙醇或叔丁醇-乙腈,1:1 混合溶液)中,接着储存在室温下 12~18h。这种处理加深了薄膜颜色。使用之前,薄膜用乙醇或乙腈清洗除去 TiO_2 薄膜纳米孔里面未吸附的多余染料。

1.3.4 氧化还原电解质

氧化还原电解质为含有氧化还原离子的有机溶液。典型的有机溶剂为黏度相当的腈 (RCN) 溶剂,如乙腈、丙腈、甲基乙腈、甲基丙腈等,它们的离子电导率很高。也有报道,1,2-二甲基-3-咪唑喹啉 (DMHIm)、2-甲

基-3-丙咪唑喹啉 (DMPIm) 等咪唑喹啉衍生物能降低电解质溶液的电阻,从而提高光伏性能。Gratzel 小组报道的典型电解质组分为 0.5MDMHIml、0.04MLi、0.02 M_2 和 0.5M 叔-吡啶 (TBP) 在乙腈中的混合物。如前所述,TBP 能使 TiO_2 电极的导电能级向负方向移动从而抑制了 I_3^- 被注入电子还原的暗电流,从而提高了电池电压。

1.3.5 对电极

在 TCO 衬底上溅射 Pt 层 (5~10 $\mu\text{g}/\text{cm}^2$ 或 200nm 厚) 作为电池的对电极。溅射 Pt 层所产生的镜面效应增加了光的反射使光电流稍有增加。此外 TCO 电极上溅射 Pt 在表面上形成的 Pt 胶体提高 Pt 对三碘离子还原的电催化活性。Pt 胶体形成如下:把少量 H_2PtCl_6 乙醇溶液滴在溅射 Pt 的 TCO 衬底上,然后干燥并在 385℃ 加热 10min。Pt 对电极的性质直接影响电池的填充因子。与三碘离子还原的电催化活性对应的交换电流密度期望值为 0.01~0.2A/ cm^2 。

1.3.6 电池的封装和性能

未密封的 DSSC 制造及其性能测试比较容易。隔离膜 (如 15~30 μm 厚的聚乙烯) 放在涂染料的 TiO_2 光电极上,然后用吸管把电解质溶液滴 (1~2 滴) 在 TiO_2 表面。对电极放在 TiO_2 电极上面,然后用两个夹子将两个电极固定在一起。如果用低熔点聚合物 (如 Surlyn) 代替隔离膜,就能用树脂 (如 EVA) 封装电池形成具有长期稳定性的密封电池。自从 Gratzel 1991 年发表了高性能 DSSC 以来,DSSC 的研究工作非常活跃,其中一些结果如表 2.4-1 所示。这些电池使用了钌络合物、N3 染料和纳晶 TiO_2 电极。很多是在实验室太阳模拟器 AM1.5 (100mW/ cm^2) 光照条件下得到的。1993 年 Gratzel 报道了 $\eta=9.6\%$ 的结果,1997 年他们在 NREL 获得了 10% 的效率。其他较高效率的电池见表 2.4-1。

表 2.4-1 N3 染料敏化 TiO_2 电池的光伏性能

机构	电池面积 (cm^2)	J_{sc} (mA/cm^2)	V_{oc} (mV)	填充 因子	η (%)	光源	年份
EPFL	0.31	18.2	720	0.73	9.6	AM1.5	1993
EPFL-NREL	0.17	18.6	740	0.73	10.0	AM1.5	1997
Uppsala 大学	1.0	30.4	610	0.37	6.9	ELH 灯	1994
ISK	0.5	14.2	630	0.71	6.3	AM15	1994
Osaka 大学	0.5	3.9	570	0.67	6.1	21 mW/ cm^2	1995
NREL	0.44	14.5	730	0.71	7.5	AM1.5	1997
NIMC	0.13	14.5	698	0.71	7.2	AM1.5	1998
EPFL-NIMC	0.21	15.2	780	0.71	8.4	AM1.5	1999
INAP	144	—	—	—	7.0	AM1.5	1997

注 EPFL:瑞士联邦工学院;NREL:美国国家实验室;ISK: Ishihara Sangyo Kaisha Ltd; NIMC: 日本国家材料和化学研究院;INAP: 德国 Angewandte 光伏研究所。

在严格确定电池性能之前必须先确定 DSSC 电池性能的标准测试条件,因为性能与测试条件有关,包括光强和光谱等。一般说来,低光强下 DSSC 的填充因子较高,因为光电流密度较低 (即较低的串联电阻),使电池性能较好。应当像常规电池那样使用光谱 AM1.5 辐照的光作为测试光源。DSSC 的光谱响应 (IPCE) 也与光照条件有关。DSSC 光谱响应相当慢,因为 TiO_2 膜电子迁移率很低。在高光强辐照下,DSSC 的光谱响应随电子注入和电子陷阱的充满而增加。因而,IPCE 特性应当使用高强度单色光的 DC 法测量或者使用白偏置光照和低斩光频率 (如 50Hz) 的 AC 法测量。

1.4 最近的研究动态

效率为 10% 的 DSSC 表明,除了常规 p-n 结型太阳能电池外,这是一种重要的高效新型太阳能电池。在 DSSC 的基础理论研究以及商业化试验方面已经开展许多工作,现在介绍最近在提高电池效率和 DSSC 商业化方面的工作。

1.4.1 新型氧化物半导体薄膜光电极

到目前为止在 DSSC 中使用的都是纳晶 TiO_2 电极,但对 ZnO 、 SnO_2 、 Nb_2O_5 、 In_2O_3 、 SrTiO_3 和 NiO 等其他氧化物半导体材料也已经进行了探索 (见表 2.4-2)。迄今为止纳晶 TiO_2 电极的性能仍是最好的。对光电极性能从而对电池

性能影响很大的是材料的导带能级及电子电导率等物理性能。最近对由两种氧化物半导体材料组成的联合光电极进行了研究。据报道,使用纳米 SnO_2/ZnO 联合光电极和 N3 染料的 DSSC 效率与 TiO_2 电池效率类似:在 $90\text{mW}/\text{cm}^2$ 条件下 $\eta=8\%$ ($J_{sc}=22.8\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.67\text{V}$, $\text{FF}=0.50$) 和在 $10\text{mW}/\text{cm}^2$ 条件下 $\eta=15\%$ 。联合薄膜是由小颗粒 SnO_2 (15nm) 和大颗粒 ZnO ($2\mu\text{m}$, 53wt%) 组成。与 ZnO 和 SnO_2 单电极相比,联合光电极性能有很大提高。这是由于吸附在 SnO_2 和 ZnO 纳米颗粒上的钉络合物对电子输运过程有很大贡献。这些结果表明开发 TiO_2 以外的新型电极是可能的。

表 2.4-2 染料敏化氧化物半导体太阳能电池的光伏性能

电极	染料	条 件	电池效率 (%)
ZnO	N3	$56\text{mW}/\text{cm}^2$	2
ZnO	红汞	AM1.5, 0.09 cm^2	2.5
SnO_2	红汞	AM1.5, 0.25 cm^2	0.65
In_2O_3	红汞	AM1.5, 0.25 cm^2	0.38
Nb_2O_5	N3	520nm ($4\text{mW}/\text{cm}^2$), 1cm^2	2.6
Nb_2O_5	N3	氙灯 ($100\text{mW}/\text{cm}^2$), 去除紫外和红外	1.2
SrTiO_3	N3	AM1.5	1.8
SnO_2/ZnO	N3	$90\text{mW}/\text{cm}^2$	8
$\text{Nb}_2\text{O}_5/\text{TiO}_2$	N3	氙灯	4.7
TiO_2/ZnO	N3	氙灯 ($81\text{mW}/\text{cm}^2$), 去除紫外和红外	9.8
$\text{Nb}_2\text{O}_5/\text{TiO}_2$	N3	氙灯 ($100\text{mW}/\text{cm}^2$), 去除紫外和红外	2.0
$\text{Y}_2\text{O}_3/\text{SnO}_2$	N3	AM1.5	4.9

几个小组对用其他氧化物涂 TiO_2 电极表面所产生的影响进行了研究。Zaban 等人制备了涂 Nb_2O_5 的纳米 TiO_2 电极,其导带能级比 TiO_2 更负。使用该光电极和 N3 染料的 DSSC 电池性能表明,电池的 J_{sc} 和 V_{oc} 比使用 TiO_2 电极的电池提高了。Wang 等人研究了用纳米 ZnO 改性 TiO_2 光电极和 N3 染料的 DSSC 电池,其 J_{sc} 和 V_{oc} 也比常规 TiO_2 电极电池性能有所提高。电池性能的提高可能是由于光电极的导带能级向正移动抑制了 ZnO 涂层引起的暗电流所致。

1.4.2 新型染料光敏化剂

1.4.2.1 金属络合物光敏剂

$\text{RuL}_2(\text{NCS})_2$ 络合物 (N3 染料)、 $\text{RuL}'(\text{NCS})_2$ 络合物 (黑染料) 光敏剂材料及其他钉络合物光敏剂已经得到了广泛研究。几种络合物光敏剂配位体表示于图 2.4-10, 新型金

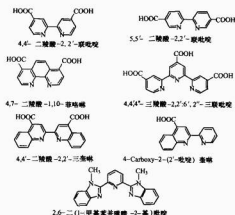


图 2.4-10 Ru 络合物光敏剂的配位体分子结构

属络合物光敏剂的结构和它们的吸收性质表示于图 2.4-11, y 轴为摩尔吸收系数 ϵ (单位: $\text{M}^{-1}\text{cm}^{-1}$)。

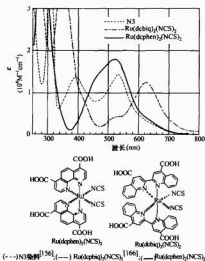


图 2.4-11 新型金属络合物光敏剂分子结构, $\text{Ru}(\text{dephen})_2(\text{NCS})_2$ 和 $\text{Ru}(\text{dcbiq})_2(\text{NCS})_2$ 及其乙醇溶液的吸收性质

如钉菲咯啉络合物, 顺式-双(4,7-二羧酸-1,10-菲咯啉)二硫代氰根钉 (II) [$\text{Ru}(\text{dephen})_2(\text{NCS})_2$] 已经合成出来并测量了其性质, 由于 MLCT 跃迁极大值在 520nm 附近, 其吸收性质类似 N3 染料^[247], 在 AM1.5 条件下得到纳米 TiO_2 太阳能电池的效率为 6.1%~6.6%。二吡啶钉络合物中乙酰丙酮配位体替代两个硫代异氰酸根配位体 (NCS) 也是很好的光敏化剂。为了更有效地把电子注入进半导体电极的导带上并分别从 Γ^- 离子接受电子, 在开发新型高效光敏剂中调制络合物的 LUMO 和 HOMO 能级是非常重要的。

对 Fe、Os、Re 和 Pt 络合物等非钉金属中心的金属络合物也进行了合成性能研究。用含有 4,4'-二羧酸-2,2'-二吡啶和噻唑啉-2,3-二硫醇盐配位体的正方形铂 (II) 络合物作敏化剂的纳米 TiO_2 太阳能电池在 AM1.5 模拟太阳辐照下的效率为 2.6% ($J_{sc}=6.14\text{mA}/\text{cm}^2$ 和 $V_{oc}=0.60\text{V}$)。然而, 超过 Ru 络合物光敏剂的高效电池还未得到。这可能是由于 Ru 钉络合物的 HOMO 能级与碘氧化还原电势匹配得最好, 能最有效地接收电子。用 Cu 吡啶羧酸化的纳米 TiO_2 太阳能电池在 AM1.5 条件下得到 2.6% ($J_{sc}=9.4\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.52\text{V}$) 的效率。为了开发新型高效金属络合物光敏剂, 需要增加金属络合物的吸收系数和增加吸收区的红移, 因为吸收系数随红移增加而降低。

1.4.2.2 有机和天然染料敏化剂

HOMO 和 LUMO 能级与半导体导带能级以及碘氧化还原电势匹配的有机染料也可以用光敏剂。9-苯基蒽酮等有机染料在早期研究中被用作光敏剂。有机染料作光敏剂的优点是: ①它们有许多可供分子设计的结构; ②它们比金属络合物便宜; ③因它们分子间的 $\pi-\pi^*$ 跃迁而有大的吸收系数。

作 DSSC 光敏剂的某些有机染料结构如图 2.4-12 所示。用非衍生物敏化的纳米 SnO_2 太阳能电池在 AM1.5 条件下的效率达到 0.9% ($J_{sc}=3.26\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.45\text{V}$)。用

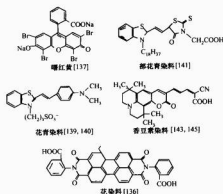


图 2.4-12 有机染料光敏剂的分子结构

曙红黄 (9-苯基吡咯染料之一) 敏化的 TiO_2 太阳能电池 (1cm^2) 的效率为 1.3% ($J_{sc}=2.9\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.66\text{V}$, $\text{FF}=0.67$)。红汞/ ZnO 太阳能电池 (0.09cm^2) 在 AM1.5 照射下的效率 2.5% ($J_{sc}=7.44\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.52\text{V}$, $\text{FF}=0.64$)。花青和红汞染料也可用作光敏剂。部花青染料光敏剂的纳米 TiO_2 太阳能电池 (0.25cm^2) 效率达到 4.2% ($J_{sc}=9.7\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.62\text{V}$, $\text{FF}=0.69$)。AM1.5, 部花青染料在 TiO_2 表面上形成聚集使吸收面积扩大, 使光吸收率提高, 特别是长波段。

新合成的香豆素衍生物能吸收 400~700nm 可见光, 用其制备的 TiO_2 太阳能电池效率达到 5.6% (0.25cm^2 , $J_{sc}=13.8\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.63\text{V}$, $\text{FF}=0.64$, AM1.5)。在 470nm 得到 IPCE 的极大值为 76%。这个太阳能电池的光电流几乎与 N3 染料/ TiO_2 太阳能电池的相等, 说明有机染料光敏剂是有希望的。需要设计和开发近红外区吸收系数大的新型有机染料光敏化剂以提高 DSSC 性能。

除了有机染料外, 从植物中提取的天然染料也可用作光敏剂。使用从红檀香木中提取的紫红色素染料的纳米 TiO_2 太阳能电池在 $80\text{mW}/\text{cm}^2$ 照射下的效率 1.8%。使用从黑莓中提取的类黄酮花青苷染料的纳米 TiO_2 太阳能电池效率 0.6% ($J_{sc}=1.5\sim 2.2\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.4\sim 0.5\text{V}$, AM1.5), 染料可见光吸收峰值处的 IPCE 极大值为 19%, 从时间-瞬态吸收谱观察到电子从花青苷染料以小于 100fs 的快速注入进 TiO_2 导带。

1.4.3 新型电解质

对具有高离子电导率、电化学稳定性和非挥发性的室温离子液体 (熔盐) 替代 DSSC 中液体电解质进行过研究。这种电解质液体包括咪唑盐衍生物如 (EMIm) 和 (EMIm-TFSI) 等。使用含氟酸根阴离子 H_2F_7^- 或 H_3F_6^- 的 EMIm 盐作电解质溶剂的 N3 染料敏化的 TiO_2 太阳能电池的效率达到 2.1% ($J_{sc}=5.8\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.65\text{V}$, $\text{FF}=0.56$, AM1.5)。如果这些离子液体的黏度可以降低到有机溶剂的水平, 太阳能电池性能将因电解质离子迁移率增加而提高。

1.4.4 准固态和固态 DSSC

开发固态或准固态 DSSC 对开发有长期稳定性的太阳能电池及商业化来说是非常重要的。因为常规液体电解质 DSSC 必须要求非常严格的封装技术以防止电解质组分的挥发, 特别是在室外高温环境下。固态 DSSC 的封装比较容易且比较容易将电池互联成组件。Gratzel 小组使用空穴输运材料 [2, 2', 7, 7'-四 (N, N-二-甲氧基苯) 胺]

9, 9'-螺二苊] (OMeTAD) 为固态电解质研究了 N3 染料敏化纳米 TiO_2 太阳能电池。通过旋转甩涂法把 OMeTAD 涂在 N3 染料/ TiO_2 电极表面上, 然后真空蒸发沉积 Au 作为对电极制成夹层型的 DSSC。在 $9.4\text{mW}/\text{cm}^2$ 辐照下电池效率为 0.7% ($J_{sc}=3.18\text{mA}/\text{cm}^2$, AM1.5 下), IPCE 的最大值为 33%。电子由 OMeTAD 注入进 N3 染料阳离子的注入速率约为 3ps, 比从 I^- 离子注入速率快。

可用 p-型半导体材料 CuI (带隙 3.1eV) 为空穴导体制备固态 DSSC, 其步骤如下: CuI 的乙腈溶液滴在涂染料的 TiO_2 膜表面上, 然后在约 60℃ 加热扩散进膜内; 在乙腈蒸发后, CuI 被沉积进 TiO_2 膜内的纳米孔中; 在 TiO_2 /染料/CuI 膜的表面上放置镀 Au 的 TCO 衬底作为对电极; 光敏剂为紫红色素染料, 电池效率为 1.8% ($80\text{mW}/\text{cm}^2$ 光强)。 TiO_2 /N3 染料/CuI/Au 系统的电池效率达到 4.5%, 可见制备高效固态 DSSC 是可能的。在这些系统中 CuI 与 TiO_2 只是部分接触, 影响了电池性能, 为了提高电池效率必须降低 TiO_2 /CuI 的接触。

使用胶联剂制备准固态电解质是替代液体电解质的另一种方法。用 L-缬氨酸衍生物为胶联剂的固体电解质 DSSC 具有与液态电解质电池相同的效率, 而长期稳定性更好。制备步骤为: 胶联剂的加入浓度为 0.1M, 在 90~140℃ 下溶解, 胶体溶液倒在涂染料的 TiO_2 膜上, 然后冷却即可。电解质组分为: 1-甲基-3-正丙基咪唑盐 (10g), I_2 (0.1g), 1,2,4,5-四苯基噻吩 (0.1g), 氯化物和卤化钨离子通过聚合引起胶联。得到的 N3 染料敏化 TiO_2 胶体电解质太阳能电池效率高达 7.3% ($J_{sc}=17.6\text{mA}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.60\text{V}$, $\text{FF}=0.68$, AM1.5), 而对应的液体电解质太阳能电池效率为 7.8%。因为没有观察到填充因子变化, 可见电解质电阻没有因胶联增加。光电流随入射光强线性增加直到 $100\text{mW}/\text{cm}^2$, 与液体电解质 DSSC 一样。可见电解质胶联并未抑制电解质中 I^- 和 I_2 离子的扩散。

1.5 DSSCs 的商业化途径

1.5.1 DSSC 的稳定性

实现 DSSC 的商业化生产决定因素之一是电池和组件是否具有长期稳定性。本节对 DSSC 组分材料的光化学、化学、物理稳定性及最近的研究结果进行介绍和讨论。

1.5.1.1 材料的光化学和物理稳定性

紫外-可见光吸收谱以及核磁共振 (NMR) 测量表明, N3 染料的 NCS 配位体, 顺式 $\text{Ru}(\text{II}) (\text{dcbpy})_2 (\text{NCS})_2$ ($\text{dcbpy}=2,2''\text{-二吡啶-4,4''-二羧酸}$), 在光辐照下的甲醇溶液中可被氧化成羧基团 ($-\text{CN}$)。此外, 表征 NCS 配位体的红外吸收峰强度在 135℃ 开始降低, 而且 N3 染料在 180℃ 以上发生脱羧, 在 200℃ 以上观察到染料自 TiO_2 表面的解吸。

通过 IR 可以得到 DSSC 中的高稳定性的染料, 前者作为施主把电子给予染料阳离子。产生 $\text{Ru}(\text{III})$ 到 $\text{Ru}(\text{II})$ 的分子内电子传递反应而使 NCS 配位体衰减到 CN 配位体是在 0.1~1s 内发生的, 而 $\text{Ru}(\text{III})$ 到 $\text{Ru}(\text{II})$ 的还原速率 (即电子从 I^- 离子注入进染料阳离子) 在纳秒量级。这表明, 一个 N3 染料分子至少以 107~108 的转换数量贡献给光-电转换过程而无衰减。由此可以认为 N3 染料在辐照下的氧化还原电解质中是足够稳定的。

电解质中溶剂的光电化学和化学稳定性也必须予以考虑。DSSC 中的有机溶剂包括丙烯酸酯、乙腈、丙腈、甲氧基乙腈、甲氧基丙腈和它们的混合物。已知碳酸酯溶剂

(如丙烯酸酯)会在照射下分解产生二氧化碳气泡;甲氧基丙酮($\text{CH}_3\text{O}-\text{CH}_2\text{CN}$)能与微量水反应产生对应的酸酐($\text{CH}_3\text{O}-\text{CH}_2\text{CONH}_2$),从而会降低电解质的电导率;乙腈和丙腈在60℃的暗态下2000h是稳定的。对TCO衬底上沉积Pt的对电极稳定性研究表明,在溶解LiI和 I_2 的甲氧基丙酮电解质中,具有电催化活性的Pt层的化学稳定性不好。

1.5.1.2 电池的长期稳定性

试验表明,采用N3染料和纳米 TiO_2 光电极的DSSC具有良好的长期稳定性,这是由于光诱导电子从钉络合物光敏剂转移到半导体导带上以电子从碘氧化还原媒体转移到光敏剂上是高效的。一个光敏剂分子产生的电子数(转换数)达到5亿个,相当于照射下连续10年的稳定性。

对DSSC的长期稳定性进行了试验。在带紫外滤光器的1000W/cm²光源照射下,电池在7000h(相应于6年的户外使用)试验中是稳定的。对聚合物密封的DSSC(含高沸点黏性电解质戊二腈)器件试验表明,在35℃下连续照射9600h性能没有发生衰减,说明组分化学稳定性和聚合物材料密封物理稳定性是良好的。此外,在17℃、2.5太阳和无UV光的条件下对小电池完成了大于10000h的长期稳定性试验(电解质为0.5M的LiI,0.05M的 I_2 ,0.3M的TBP,溶剂为甲氧基丙酮)。图2.4-13为两个密封DSSC超过7000h可见光(光强1000W/m²)连续照射的稳定性试验(聚碳酸酯,395nm截止紫外滤光器),光电流和外电路10Ω电阻电压降与照射时间的关系。

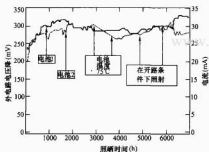


图 2.4-13 两个密封 DSSC 连续照射的稳定性试验

实线—电池 1, 35℃下连续照射;
点线—电池 2, 75℃下连续照射

UV 照射下的稳定性试验表明,把 MgI_2 加到电解质中可以大大提高对 UV 光的稳定性,在大于1500h UV 照射下光伏特性是稳定的。

用密封电池在有420nm截止滤波器的AM1.5连续照射下,在实验中有有机染料部花青染料也有良好的长期稳定性。我们得到了稳定性大约1500h的电池(相应于转换数大于107)。这些结果清楚地表明,DSSC在照射期间的物理和化学稳定性是足够好。为了室外应用,还必须进行高温和高湿下的稳定性试验。

1.5.2 组件的商业化制造问题

TCO衬底(即 SnO_2)的薄层电阻相当高,面积大于1cm²就会使DSSC达到电阻极限。在大面积DSSC中,TCO衬底薄层电阻的增加会导致效率损失,特别是填充因子。组件由几个互联单电池和两个涂 TiO_2 或铂TCO衬底以及里面的电解质组成。含有能溶解金属材料的碘和碘化物的电解质溶解在有机溶剂中。银一类的导体必须用密封材料

保护,不能直接使用。系统中的有机溶剂也必须与外面进行仔细密封。为了使组件密封性好,甚至互连线也必须使用玻璃一类惰性材料。由12个互联电池组成、总面积112cm²的组件效率达到7%(3cm²电池7.6%,1cm²电池8%)。采用激光划片技术制造单体串联DSSC组件的连续化过程已被提出。

用聚合物衬底代替玻璃衬底扩大了DSSC的商业应用范围。聚合物衬底可以使用产出能力很高的连续化卷动生产工艺,而且没有有机表面剂的水性 TiO_2 浆料可以在相当低的温度下烧结,约150℃就能产生机械稳定性好的 TiO_2 膜。用镀ITO的聚酯膜为衬底制备了塑料SSC。其性能在250勒克斯照射下为: $J_{sc}=15\mu\text{A}/\text{cm}^2$, $V_{oc}=0.48\text{V}$, $\text{FF}=0.67$ 。这性能足以用在室内的钟表和计算器上。在AM1.5照射下,得到 $V_{oc}=0.7\text{V}$, $J_{sc}=2\text{mA}/\text{cm}^2$ 。

1.6 展望

自1991年以来,当Grätzel小组报道了新型、高效DSSC开发以来,全世界的研究者们对DSSC机理、新材料和商业应用进行了广泛研究。实验室获得的最高效率为10.4%(AM1.5)。此外,在相对适当的试验条件下(低温和无UV照射)密封电池有良好的长期稳定性。在不久的将来就可以为计算器和钟表等室内应用制造出商业化的DSSC。然而为了扩大商业应用,还面临着一些需要克服的问题,包括以下几个方面。

1.6.1 提高效率

对商业化应用来说,希望效率高于10%。为了提高 J_{sc} 必须扩大光敏剂近红外的吸收性质。黑染料的吸收性质(吸收阈值接近920nm)希望优化到类似GaAs单结太阳能电池那样的最佳阈值。希望开发出能够吸收近红外区的新颖光敏剂。如果通过黑染料或其他新型光敏剂把ICPE的光谱响应区从典型的500~600nm扩展到700~900nm,就会使 J_{sc} 从20mA/cm²增加到28mA/cm²,从而使效率增加到超过15%。提高光敏剂的吸收系数和半导体膜的光散射效应能提高长波段光谱响应性能。此外,能隙 ΔE_1 和 ΔE_2 作为电子传递的推动力(见图2.4-6)会导致能量损失。如果能通过光敏剂的分子设计构建一个具有较小 ΔE_1 和 ΔE_2 的良好系统,就可以提高电池效率。提高 V_{oc} 对提高效率同样非常重要。 V_{oc} 的降低主要是由于注入电子和氧化还原媒体 I^-/I_2 更正的新型氧化还原媒体也会提高 V_{oc} 。然而目前未达到比 TiO_2 电极更好的半导体材料和比碘氧化还原剂更好的媒体。

1.6.2 户外应用的稳定性

铜非晶硅电池类似,在相对温和的试验条件下(低温和无UV暴露)密封电池的长期稳定性相当好。对于户外应用,则要求有更苛刻条件下的附加稳定性试验(如接近80℃的高温、高湿、UV暴露)。

1.6.3 固态电解质

开发固态电解质DSSC的对于具有长期稳定性电池的商业化应用非常重要。目前固态DSSC性能还劣于液态电解质DSSC性能。因为钠晶 TiO_2 电极有巨大的表面积,形成高效太阳能电池要求的良好电极/电介质界面很困难,而液态电解质则容易渗透进 TiO_2 电极孔隙中形成接触良好的界面。

固态电解质材料的电子电导率低,也是固态 DSSC 的效率低的原因。CuI 是 DSSC 很引入的固态电解质材料之一,用 TiO_2 /染料/CuI 系统已经得到了 4% 效率的电池。为了商业化应用,要求提高电池效率和电池的长期稳定性。同时希望开发新型电解质材料。

2 聚光太阳能电池组件

2.1 引言

光伏聚光技术是用透镜或反射镜把阳光聚集到光伏电池上,即用廉价的光学材料和较小面积的聚光电池代替昂贵的大面积光伏阵列。在同样输出功率下降低太阳能电池的用量,从而大大降低发电成本。聚光组件效率很容易超过 20%,多结电池的 efficiencies 可以超过 30%,甚至 40%。自最早地面光伏应用开始人们就对聚光电池进行了研究。在聚光组件的研究中,主要精力集中在光伏电池上,所以聚光电池技术已经相当成熟而且已经实现了商业化。而聚光系统目前仍然存在着重大的技术障碍,包括高热流和高电流密度给电池组装带来的困难、成本效益问题、可靠的跟踪系统及组件设计等。聚光系统的主要市场障碍是,不能很好地适应有远距离小负载和建筑集成的应用。至今成本仍然太高,甚至不能与平板光伏系统竞争。

聚光比(组件开口面积与电池面积之比)可以从静态聚光系统(不要求跟踪太阳)的 2~4 倍到双轴跟踪系统的 1000 倍以上。聚光方法包括双轴跟踪、单轴跟踪、反射式、折射式以及类似发光和全息照相等新方法。毫无疑问,最终取胜的将是最具成本效益的方法。与飞机发展相同,聚光电池发展也受到材料和其他技术平行发展的帮助和影响。例如,一旦使用其低成本的计算机技术、全球定位系统技术等,跟踪太阳就会变得相当简单。半导体工业的先进技术可为聚光电池提供降低成本的潜力,包括高效电池制造技术、有机金属气相沉积(MOCVD)制造多结 III-V 族电池、使用超热性能材料改进电池封装(如 AlN)等。聚光电池发展面对最多的技术问题可能是材料问题,包括耐候性好的聚合物反射器、低成本非涅尔棱镜等。光伏聚光器也许会借助于未来材料、技术的更先进成果获得突破,令人遗憾的是至今仍不能与平板光伏竞争。

20 世纪 70 年代光伏聚光被想象为极富希望的大规模发电技术,可以提供竞争力强的规模化电力,是替代化石燃料的可再生能源。同时对降低温室气体和环境污染有重大贡献。然而 70 年代以来光伏市场并非原来想象的那样发展。平板(非聚光)光伏成为边远小负载应用最普遍和最现实的电源技术。与此同时并网光伏发电市场在很多发达国家呈献快速增长趋势。而光伏聚光发电在这两种市场中一直没有得到立足点。光伏聚光发电的可靠性从一开始就困扰着它们在边远市场的应用,而并网应用绝大多数是与光伏建筑结合或在屋顶上安装光伏阵列,显然也是很不适宜的。对光伏聚光发电形成障碍的其他几种因素包括:第一,半导体硅材料及太阳级硅材料成本已经大幅度下降;第二,硅线发明及其技术进步使硅片越来越薄,目前商业化硅片为 $180 \sim 220 \mu\text{m}$,是 80 年代的 $1/3 \sim 1/2$,切片损失是过去的 $1/4 \sim 1/3$,硅片成本比过去有了大幅度降低;第三,太阳能电池技术持续不断进步,包括钝化技术、栅线印技术、背场技术等,使平面太阳能电池效率大幅度提高,实验室电池达到 24.7%,商业化电池也达到 15%~20%,几乎是 80 年

代初的 1 倍;第四,平板光伏组件技术不断进步,成本持续下降,已经成为竞争力很强的光伏发电的关键部件。总的平板光伏发电技术已经成了商业化光伏发电的主流关键技术并获得了良好的经济、社会和环境效益,并正以快速趋势发展。相反,光伏聚光发电技术一直没有突破示范工程的困境,在平板光伏技术的挑战面前困境将越来越严峻。

除了平板技术所显示的强大优势外,光伏聚光发电所面临的困境还包括市场目标不明确。对小负载的边远市场,聚光光伏面临着几个困难:首先是成本问题,组件成本仅是系统成本的一部分,组件成本每瓦降低 1 美元,总系统成本仅仅降低 10%~20%;二是跟踪系统不宜与建筑结合;三是聚光跟踪系统要求有人值守,并需要制造者或者安装者具备维修服务网络以提供周期性维护,维护成本高。因此小型聚光系统的前景不乐观。对大型光伏聚光系统来说,成本问题更加重要。光伏发电的未来目标是替代常规化石燃料发电。光伏聚光发电成本未来是否能够降低到有逐步替代的能力是一个至今尚不明确的技术和市场问题。

光伏聚光发电未来有两个开发方向:一是利用现有制造硅太阳能电池的基础设施,继续探索低成本的非涅尔聚光发电技术;二是针对大型系统开发高倍聚光、高效电池、优化设计的低成本发电技术。大系统的成本目标必须低于 2 美元/W。光伏聚光系统的维护成本较高也必须予以考虑。在面临污染、全球变暖、最终化石燃料正在耗尽的诸多问题时,可以考虑把光伏聚光发电作为可再生能源发电的一种选项进行有限度的风险科技支持,通过示范证明其商业化应用的可行性。

2.2 光伏聚光组件的基本概念

2.2.1 聚光类型

根据聚光使用的光学方法,光伏聚光组件可以分为 3 种类型:①折射棱镜型(非涅尔棱镜)聚光;②反射型聚光;③复合抛物面聚光。

2.2.1.1 折射棱镜型(非涅尔棱镜)

一般棱镜比较昂贵,直径超过 5cm 就因太贵、太厚而不能应用,因此多数情况是选择非涅尔棱镜。非涅尔棱镜是一种标准平凸透镜,可以做成表面起伏的薄片。起伏面可以是足够小、足够的平面,也可以是曲面被镜表面的一部分。非涅尔棱镜可以分成点聚焦(圆形轴对称)和线聚焦(沿轴方向的横截面为常数)两种。点聚焦棱镜通常在每个被镜背后放置太阳能电池,而线聚焦棱镜是用线形电池阵列。成功的线聚焦非涅尔棱镜截面是圆拱状的,这样可以使成像色散降低到最小,同时还会增加被镜的刚度。不同类型的棱镜如图 2.4-14 所示,图 2.4-14 (a)为光线照射在太阳能电池圆形活性面积上的点聚焦非涅尔棱镜;图 2.4-14 (b)为线性(单轴)非涅尔棱镜把光线聚焦在线性排列的太阳能电池条型阵列上;图 2.4-14 (c)为圆顶型非涅尔棱镜。

棱镜材料通常为耐候性和成膜性好的丙烯酸塑料(聚甲基丙烯酸酯)。非涅尔棱镜一般与聚光电池结合组成聚光组件,或多个棱镜与电池一起镶嵌在盒内形成组件,这样可以保护棱镜精密光学表面和电池避免污染。电池还可以进一步聚光或与成像更加均匀的二次光学元件结合。

2.2.1.2 反射型聚光

反射型聚光通常采用抛物面型反射面,它能把所有平行聚光到位于抛物面轴线的焦点上。抛物面有点聚焦结构

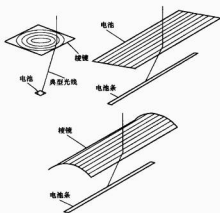


图 2.4-14 菲涅尔棱镜结构

(抛物线绕轴旋转形成抛物面)和线聚焦结构(抛物线沿垂直轴移动)。其结构如图 2.4-15 所示,图 2.4-15(a)为聚焦在太阳能电池上的反射抛物面或反射碟;图 2.4-15(b)为聚焦在线型太阳能电池组件上的槽式抛物面。

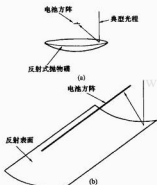


图 2.4-15 反射型聚光器结构

(a) 反射抛物面或反射碟;
(b) 槽式抛物面

2.2.1.3 复合抛物面聚光

复合抛物面聚光器(CPC)的侧边是抛物线,每边焦点在电池的对面,抛物线轴 a 沿最大接收角 θ_{max} 方向。CPC是属于“理想”聚光器,能提供所见天空或所给最大接收角的最大聚光比,也被称为“非成像”聚光器,输出与太阳成像无关。在高聚光倍数下,CPC 细而长,因此它被限制在低倍聚光应用中应用或作为二次光学元件。

2.2.2 聚光比

聚光比有两种定义:即几何聚光比和强度聚光比。

2.2.2.1 几何聚光比

几何聚光比的定义为:初级棱镜面积或反射镜面积除以电池的活性面积。电池活性面积是受到照射的电池面积,初级棱镜不需要照射整个电池,而未受照射的电池边缘常作为电流导出主栅。

2.2.2.2 强度聚光比

强度聚光比也称“多少个太阳”。由于标准太阳峰值设定为 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$,故强度聚光比定义为:电池活性面积上的

平均聚光强度除以 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$ 。如果 2cm^2 活性面积电池上的聚光强度为 10W ,”强度聚光比”为50个太阳。如果来自太阳方向(即直接辐射)的所有辐照,或更精确说,来自被聚焦到电池上的天空区域的所有辐照强度为 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$,而且棱镜透过率为100%,那么“几何聚光比”与“强度聚光比”是相同的。实际上全球向辐照常常接近 $0.1\text{W}/\text{cm}^2$,而直接辐射一般较小。差别是漫射辐射,即被大气层或云层所散射的辐射以及来自太阳方向以外的辐射。晴天的直接辐射典型值约为 $0.085\text{W}/\text{cm}^2$,所以聚光系统只与直接辐射有关。如果棱镜的透过率为85%,”强度聚光比”是“几何聚光比”的 $0.72(0.85 \times 0.85)$ 倍。前面提到的 2cm^2 活性面积的电池将受到36个太阳的照射。

可以看出,在给定输出功率下通过聚光降低电池面积从而降低成本不是与“几何聚光比”直接有关,而是与较小的“强度聚光比”直接有关。首先,电池活性面积常常小于于电池实际面积。典型情况下, $1\text{cm} \times 1\text{cm}$ 电池的活性面积大约为 $0.8\text{cm} \times 0.8\text{cm} = 0.64\text{cm}^2$ 。还要考虑,硅聚光电池一般是从圆单晶硅片上切下来的,切去的边沿不能应用。一个 10cm 的硅片将产生52个 $1\text{cm} \times 1\text{cm}$ 假设定成率100%。假定这个电池在100倍几何聚光下工作。这表明初级棱镜为 $8\text{cm} \times 8\text{cm} = 64\text{cm}^2$ 。假定棱镜的透过率为85%,来自这个硅片的电池上的总功率为 $0.85 \times 0.085 \times 64 \times 52 = 240\text{W}$ 。如果这个圆柱做成平板电池,面积为 78cm^2 ,接收功率 7.8W 。因此聚光的影响是,增加功率输出比为 $240/7.8 = 31$ 。100倍的几何聚光实际上仅使硅片用量降低了31倍^⑤。尽管这个结果非常重要,但许多表面化的简单分析并没有注意到这个事实。

2.2.3 跟踪类型

点聚焦一般要求聚光器双轴跟踪才能使其始终对准太阳,并把光聚焦到电池上。双轴跟踪机械上比单轴跟踪复杂,但有更高的聚光比,因此所用电池更少。线聚焦反射槽只需要单轴跟踪使成像落在焦线上。线型非涅尔聚光器当太阳不垂直棱镜平移时会产生严重光学偏离(焦距随太阳角自法向向棱镜而减小)。保守的线性几何聚光比约为10,但如果棱镜跟踪极轴,就会把太阳角偏离法向的最大值限制在 23° 。

双轴跟踪一般有轴架形式、倾斜转动结构和转盘结构三种类型:①轴架形式[见图 2.4-16(a)]是用中心轴架支撑平板跟踪阵列结构。跟踪通常受齿轮箱控制,使阵列沿轴(天顶旋转)和水平轴(升降旋转)跟踪。这种结构的优点是安装简单(钻一个孔,将支架插入孔中,填入水泥,在支架上安装阵列和齿轮箱)。缺点是风载会以很大的扭矩使中心齿轮箱移动,因此需安装抗扭矩能力大的齿轮箱。②倾斜转动结构[见图 2.4-16(b)]的特点是,风载大大降低,但旋转齿轮和连接较多,必须有大截面水平支撑部件来满足转动轴的刚度要求。还要求多个对准的地基,安装复杂。大多数情况下转轴放在南北方向,这样可以使转动轴附近组件的阴影降低到最小。另一种倾斜转动结构使用了框架装在上下框架之间的带非涅尔组件的箱式框架,如图 2.4-16(c)所示。③转盘结构是一种普通结构[见图 2.4-16(d)]。这种结构的剖面和风载最小,可以使用相当小的驱动部件和支撑元件。但它的安装最复杂。

⑤ 假定两种情况下的电池效率相同。实际上大多数聚光电池效率比平板电池高,综合结果是,除了太阳最好区域外,聚光系统的年能力因子较小(年输出功率与年辐照功率之比)。

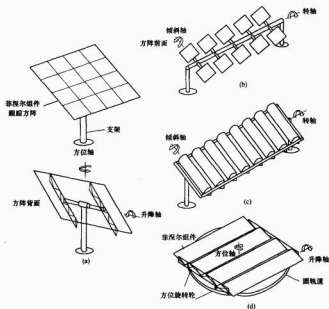


图 2.4-16 双轴跟踪结构图

- (a) 具有高度和方位跟踪的安装在支架上的双轴跟踪装置；(b) 带中心矩矩管的倾斜转动跟踪装置；
(c) 箱式框架倾斜转动双轴跟踪装置；(d) 双轴转盘跟踪装置

单轴跟踪结构一般是水平旋转轴或极旋转轴，如图 2.4-17 所示。水平轴的结构剖面较低、跟踪结构面积比极轴结构大。反射槽通常使用水平轴跟踪。太阳与阵列的角度一般相当大，特别是冬天天南北轴或每天早晚东西轴时。这会引引起成像移动到焦轴下一定距离并导致很大的末端损失和成像加宽。另一方面，极轴结构的年拦截能量较高并把人射太阳角限制到离聚光器平面最大 23° 。由于水平轴结构简单性和剖面低，一般使用的比较轴结构多。

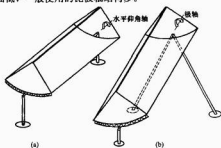


图 2.4-17 单轴跟踪结构图

- (a) 带反射槽的单轴水平跟踪装置；
(b) 带反射槽的单轴极轴跟踪装置

2.2.4 静态聚光

原理上可能有某种不需要跟踪的聚光。其理由为：一是太阳仅在天空的有限位置出现，如太阳绝不可能在正北水平面零高度出现。这意味着平板组件接收各方向光的能力有些浪费。根据聚光光学，可获得的最大聚光比与角域有关，系统在这个角域中接收来自各向慢射光的分数为 f ，则可能的最大聚光比为 $1/f$ 。如果电池被浸入一个折射率为 n 的介质

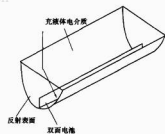


图 2.4-18 静态聚光器之一

中，这个关系被进一步强化 n^2 倍。对于双面电池（电池从两面接收光），又会再强化 1 倍。在此基础上提出了聚光比为 $2 \sim 12$ 的静态聚光器设计并进行了研究。通常使用非成像光学，如图 2.4-18 所示，复合抛物面 (CPC) 或总内反射聚光器，图 2.4-18 中双面电池安装在充有液体介质的 CPC 状反射槽内。介质有冷却电池和额外聚光的双重作用。

静态聚光器因不需跟踪而特别引人。遗憾的是，至今还未发现一种静态光伏聚光系统在电池上节约的成本大于聚光器所加进去的成本。开发出有成本效益的实际静态聚光系统将对光伏发电是一个巨大贡献。

2.3 光伏聚光技术的发展历程和检验

介绍光伏聚光系统的开发历史旨在给当前开发光伏聚光系统提供借鉴。聚光理论早为大家所熟知，在技术上早期一般使用反射式聚光器，因为那时的玻璃镜技术相对成熟。最早的太阳热电站 1913 年建于埃及，使用的反射槽聚光镜

转换效率3%~4%。比获得同样效率的太阳能电池早40多年。1954年贝尔实验室研制出效率为6%的硅太阳能电池并在1955年开发出转换效率10%的实际器件。早期高成本的太阳能电池除小型、边远和特殊应用外,还不能在地面上大规模应用。因此为降低光伏发电成本而采用聚光手段的开发工作早就开始了。20世纪60年代Wisconsin太阳能中心对聚光条件下太阳能电池性能的研究表明,太阳能电池可以在几百倍阳光下工作。影响聚光电池工作的关键问题是:①降低串联电阻以适应产生的大电流;②维持足够低的电池温度。自早期针对这两个关键因素的研究工作以来,光伏聚光系统技术有了很大进步。Wisconsin设计了50W碟式抛物面光伏聚光系统验证了概念的可行性。1965年相继提出了几种聚光系统方案,包括从低聚光的反射镜到高聚光的定日镜场。当平板系统成本还为每瓦几百美元的时候,预言未来兆瓦级规模聚光系统成本可能低于1美元/W,因此把光伏聚光看作是未来极具潜力的一种发电技术。尽管如此,早期实际的聚光系统开发工作并不多,直到1973年能源危机时,才唤起人们开发光伏聚光系统的更大热情。

2.3.1 美国国家光伏聚光计划(1976~1993年)

美国国家光伏聚光计划从1976年开始,Sandia国家实验室成为光伏聚光计划的领导和管理机构。在电池和系统合同下有19个分合同,许多大学和工业实验室参与了该项计划。能源部确定的目标是:1981年实现2美元/W的商业化系统。事实证明这个目标太过乐观。

美国国家光伏聚光计划对每一种聚光技术都进行了探索,包括硅聚光电池、砷化镓聚光电池、反射碟、反射槽、点聚焦菲涅尔棱镜、线聚焦菲涅尔棱镜、发光聚光器、复合抛物面聚光器、有中心接收器的小型定日镜等。

1978年能源部启动了称之为“光伏聚光器应用实验”的光伏聚光试验概念计划。第一阶17个项目(20~500kW),覆盖了几乎所有的光伏聚光问题,其中八个项目是建立样机系统。1980年这些样机系统效率分别达到:反射槽系统5%,点聚焦菲涅尔系统10%,线聚焦菲涅尔系统12%。

早期研究表明,反射式聚光器比菲涅尔棱镜的问题和困难更多,主要问题聚光均匀性不好。聚光均匀性是所有聚光系统的关键问题。

2.3.1.1 点聚焦菲涅尔系统

点聚焦菲涅尔棱镜组件和系统是美国国家计划的一部分。第一代单元组件箱有4个棱镜。聚光器箱为塑料铸模形成,每个棱镜30cm×30cm。圆形电池,直径6cm,聚光比33X。系统效率9%~10%,铝冲压热压作结构支撑,如图2.4-19所示。

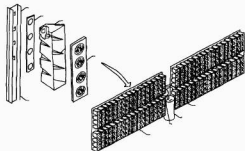


图 2.4-19 第一代点聚焦设计概念

大棱镜和大电池带来了支撑和冷却困难,随后将棱镜降

低到23cm×23cm,聚光比增加到70X。最终用二次反射式激光器提高了跟踪容限。每个组件有14个棱镜以2×7排列组装在塑料盒中。每个电池分别安装铝热沉。图2.4-20表示1983研制出的第二代系统。1984年该系统效率提高到15%以上。1986年终止了此项工作。

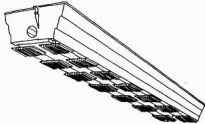


图 2.4-20 第二代组件示意

2.3.1.2 线性菲涅尔系统

线聚焦菲涅尔系统开发是国家计划的一部分。这是一种新型的半球状菲涅尔棱镜,如图2.4-21所示。这种棱镜的刻画较大,工作方便,拱形结构使光线以相同的角度入射和

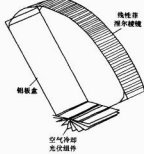


图 2.4-21 拱形菲涅尔聚光系统的切面图

出射菲涅尔表面。这样有四个好处:一是使折射指数随太阳光谱变化引起的色散降到最小;二是光线偏角与棱镜方位无关,这样对棱镜形状要求限制降到最小,并降低了棱镜形变的影响;三是降低了反射造成的总透射率损失;四是拱形结构使自支撑结构的刚性更大。

2.3.1.3 聚光电池

聚光电池是20世纪80年代国家项目的重要内容。在项目支持下Sandia实验室开发出效率达到20%(STC)的实验室组件,并给出实现20%商业化组件的技术方案。

2.3.1.4 高倍光伏聚光计划

美国电力研究所(EPR)于1974年第一次能源危机时成立,随后参与了高倍聚光系统的开发,那时认为大型光伏聚光系统是光伏应用的未来希望。1975年EPRI开始负责Stanford大学的点接触高效电池研究,如图2.4-22所示。该种电池结构有很多优点:背反射接触能强化硅中的陷光、限制接触面面积降低接触面的复合、氧化物层非常好的表面钝化作用能进一步降低复合。后来的很多高效电池就是采用这种概念来提高效率的,如新南威尔士大学的PERL电池(Passivated Emitter Rear Localized)。1980年EPRI开始研

● 1980年反射槽式聚光器的转换效率仅为5%。

● 在线聚焦系统中电池用铝线串联,电流将受到电池接收照射的限制,电流的不均匀性对总效率有严重影响。

究高倍聚光系统,点接触电池得到进一步开发并在背面采用了全接触技术,这些电池最终达到28%的效率。全背接触电池有两个主要优点:一是消除了背表面阴影;二是金属覆盖整个背表面,使串联电阻大大降低(对聚光电池特别重要)。1980年EPRI开始资助开发以点接触电池为基础的聚光系统。初始的系统设计概念如图2.4-23所示,设计聚光比为500X,在由6×6非涅尔棱镜阵列组成的非涅尔组件中使用了几何和二次反射镜,每个棱镜的边长18。

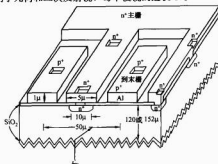


图 2.4-22 点接触电池设计

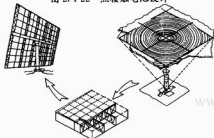


图 2.4-23 高倍光伏聚光阵列设计概念

EPRI建成几个大的试验阵列以检验系统结构的机械和热性能,由于发现点接触电池性能不稳定这些结果并没有得到推广。经过分析,电池所产生的问题是紫外光子在Si-SiO₂界面产生了复合中心。后来花费了几年时间开发出了对紫外稳定、界面复合速度足够低的电池。

1989年EPRI决定继续资助开展高倍聚光系统的商业化开发活动,由SunPower开发抛物碟式反射光学镜系统和定日镜系统,由Amonix采用集成背平面阵列简化方法继续开发非涅尔组件。EPRI于1993年终止了资助。而Amonix和SunPower通过其他资助继续其开发活动,两个公司得到了20%的组件效率,表明点接触硅电池作为聚光电池的可能性。

2.3.2 美国“光伏聚光启动计划”

15年以上的研发计划没有实现预订目标,直到1990年仍未见到光伏聚光工业出现。美国能源部决定启动新的光伏聚光计划,即所谓的“光伏聚光启动计划”。该计划包括8个研究合同,其中电池四个,聚光器四个。计划分成两个低聚光系统(线性聚光)和两个高聚光系统。图2.4-24是在新计划下开发出的新型挤压式非涅尔棱镜,属于低聚光系统,成本更低且有拱形棱镜相同的优点。新南威尔士大学(UNSW)的埋入接触电池曾被应用到低倍聚光上。在高聚光系统中使用点聚光器和高效电池,高效电池包括Sandia高效组件、SunPower点接触聚光电池、UNSW的钝化发射区后接触电池(PERC)电池等。这些计划到1993年终止。

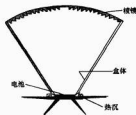


图 2.4-24 挤压式线性非涅尔组件的横截面

2.3.3 其他光伏聚光计划

一直持续到最近的绝大多数的光伏聚光活动主要集中在美国。这可能是因为美国的西南沙漠区域有丰富的直射太阳能资源,聚光系统在多云区域没有优势。西班牙的光伏聚光活动较多,马德里工学院为了在静态CPC型聚光系统中获得更好聚光效果,自1975年开始研究双面电池,如图2.4-18中所示。在西班牙财政支持下研究了三种不同电池:垂直结电池、 p^+nm^+ 背指结电池、 n^+pp^+ 结构电池。试验证明这些电池是最有希望的聚光电池,由Isoton开始对其进行商业化开发。

最后的电池结构是长寿命、低掺杂硅基电池。那时认为低掺杂所产生的电压较低,但电池以高注入 pp^+ 同质结工作时,电池电压会高于普通电池的电压。

所制造的聚光组件与普通平板组件尺寸类似。光学部件是Winston CPC的改型。聚光器中充装了透明的油能增加聚光比并对双面电池提供对流冷却作用。静态系统的几何聚光比超过4,可以全年收集太阳光。

双面电池有可能使用阳光漫反射聚光器,即表面涂白漆的反射器(或雪面)。这就产生了所谓的“反照收集”光伏组件,它是由双面电池的平板组件组成,在它后表面上收集白色背景的漫反射光。在某些最佳情况下由于反照超过50%而产生额外输出,但在大多数情况下它只有20%~30%。

一个值得注意的概念是Fraunhofer所提出的单跟踪方法,它通过使用二次光学元件获得了高聚光倍数,其概念如图2.4-25所示。

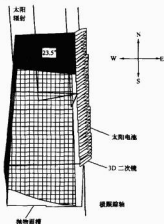


图 2.4-25 单轴跟踪的两级300X聚光器

● 1986年双面电池停产改为生产成本更低的背照单面电池。

2.3.4 聚光电池及组件性能的发展

聚光电池及组件性能与时俱进。图 2.4-26 表示 1977~2001 年间的效率记录。早期的硅聚光电池基本上是在平板电池 (1 个太阳) 基础上加入细而密的金属栅线设计。这种电池的效率高, 1982 年达到 20%。Stanford 大学于 1984 年研制出 22% 的背点接触电池。这种点接触电池至今还保持着硅聚光电池的纪录。GaAs-基太阳电池比硅电池效率高得多, Varian 于 1980 年研制出 26% 电池, 1988 年效率增加到 29%。1988 年又出现了第一个效率达 31% 的创纪录选层电池, 该电池由硅底电池和机械选层的 GaAs 顶电池组成。这个纪录随后又被 GaSb 上的机械选层 GaAs 电池所刷新, 其纪录延续到 2001 年。Spectrolab 于 2000 年发表了效率为 32% 的 GaAs 上机械选层 GaInP 的电池。接着于 2001 年将效率提高到 34% (Spectrolab 快报), 最后以全单体三结电池超过 1988 年机械选层电池的纪录。

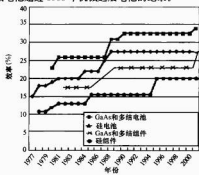


图 2.4-26 聚光电池和组件效率记录的发展

一般说来, 组件效率随电池效率的提高而提高。具有价值的结果是自 1995 年以来一直保持 20% 记录的点接触硅基电池组件和最近效率为 28% 的多结拱形非涅尔棱镜组件。

2.4 聚光器光学

利用反射或折射原理进行聚光, 概念简单直观。棱镜一般是成像光学器件, 但聚光系统不需要也不希望有太阳成像, 只希望尽可能有效地把太阳聚集在比聚光器开口面积小的接收器上, 并要求接收器上的照射均匀。同时希望聚光器的接收角区域尽可能大, 使聚光器对准太阳的精度降低, 从而放松对结构和装配精度的要求。这些因素与传统光学系统设计不同, 由此出现一个“非成像光学”的新学科。这个领域的先驱者是芝加哥大学的 R. Winston 教授。提出非成像光学的还有马德里工大的高级研究中心。

2.4.1 基本概念

非成像光学的著名理论之一是, 在聚光器接收最大角和最大可能聚光比之间存在一定关系 C_{max} 。考虑一个如图 2.4-27 所示的聚光器, 落在聚光器开口面积 A_{in} 上的光线以小于 $\theta_{max,in}$ 的角度自法向传到光伏电池所在的接收器出口面积 A_{out} 上, 在小于接收器法线角 $\theta_{max,out}$ 上出现。单轴或二维聚光器服从以下关系

$$C = A_{out}/A_{in} \leq C_{max} = \sin(\theta_{max,out})/\sin(\theta_{max,in}) \quad (2.4-11)$$

双轴或三维聚光器对应的最大值为

$$C = A_{out}/A_{in} C_{max} = \sin^2(\theta_{max,out})/\sin^2(\theta_{max,in}) \quad (2.4-12)$$



图 2.4-27 一般聚光器示意

如果接收器浸在折射率 n 的介质中, 那么这些关系分别变为

$$C = A_{out}/A_{in} C_{max} = n \sin(\theta_{max,out})/\sin(\theta_{max,in}) \quad (2.4-13)$$

和

$$C = A_{out}/A_{in} \leq C_{max} = n^2 \sin^2(\theta_{max,out})/\sin^2(\theta_{max,in}) \quad (2.4-14)$$

获得最大值的聚光器称为理想聚光器。

现在依次进行观察。首先, 为了得到最大聚光, 使 $\theta_{max,in}$ 尽可能大, 其最大值为可以到 90° , 但即使趋近这个值也有很多光线以掠射角落在接收器上。可以证明这是不实际的, 一些高反射光线因机械对准误差容易偏离目标。当 $\theta_{max,in} = 90^\circ$ 时上面方程变为

$$C = A_{out}/A_{in} \leq C_{max} = n/\sin(\theta_{max,in}) \quad (2.4-15)$$

和

$$C = A_{out}/A_{in} \leq C_{max} = n^2/\sin^2(\theta_{max,in}) \quad (2.4-16)$$

它们分别对应二维和三维情况。

如果设计的聚光器以最大输入角接收光线, 由地球看到的太阳半角大约 $1/4^\circ$, 在二维情况下它的最大聚光比约 200, 在三维情况下大约为 40 000, 这种聚光器仅接收直接来自太阳表面的光。这个面积以外的天空区域聚光器看不见, 即光线不能到达接收器。有趣的是, 40 000 倍的聚光器在接收器上重现了太阳表面的辐射功率密度。这直接证明了上述方程。设想一个黑体热辐射器 (如太阳), 其部分辐射被聚光器拦截, 如图 2.4-28 所示。 r_1 是辐射器的半径, r_2 是辐射器中心到聚光器入口处的距离。

由图 2.4-48 看到, $\sin \theta_{max,in} = r_1/r_2$ 。假定辐射器以黑体向外发射, 那么辐射器表面的总功率密度为 $P_{rad} = \sigma T_r^4$, 其中 σ 为波尔兹曼常数, T_r 为辐射器表面温度, 则聚光器入口处的功率密度为: $P_{inc} = (r_1/r_2)^2 P_{rad} \sin^2 \theta_{max,in}$ 。接收器表面功率密度等于聚光器入口处功率密度乘以聚光比, $P_{re} = C \sin^2 \theta_{max,in} P_{rad}$ 。现在把接收器想象成是一个孤立的黑体, 其唯一热损失是接收表面的热辐射。接收器将一直被加热到热辐射能量与接收能量达到平衡为止。这种情况发生在接收器温度满足 $P_{re} = \sigma T_r^4$ 时。让热辐射功率与接收功率相等

$$P_{re} = \sigma T_r^4 = C \sin^2 \theta_{max,in} P_{rad} = C \sin^2 \theta_{max,in} \sigma T_r^4 \quad (2.4-17)$$

或

$$C = \frac{T_r^4}{T_s^4} \frac{1}{\sin^2 \theta_{max,in}} \quad (2.4-18)$$

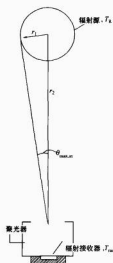


图 2.4-28 球状辐射器和聚光器的几何关系

根据热力学，必须 $T_r \leq T_c$ 。把这个不等式插入上面方程中给出

$$C \leq C_{\max} = \frac{1}{\sin^2 \theta_{\max, \text{in}}} \quad (2.4-19)$$

在介质中波数定律变为 $P = n^2 \sigma T^4$ 。系数 n^2 是由于波长降低 $1/n$ 使三维电磁模密度增加 n^3 倍而光速降低了 $1/n$ 。在热平衡状态下光子密度增加 n^3 倍，而单位时间穿越表面的光子数即穿越该表面的功率仅增加 n^2 。如果聚光器能接收来自上半球任何地方的光，那么 $\theta_{\max} = 90^\circ$ 且 $C_{\max} = 1$ ，或 $C_{\max} = n^2$ （如果接收器浸入在介质中）。在聚光器的历史上有许多不跟踪太阳而获得高聚光的建议，即这种聚光器可以接收来自天空任何一点的光。大多数最大聚光理论是以几何光学为基础推导的，因此可能被衍射等因素扰乱。但这个理论的热力学基础表明，寻找高聚光非跟踪聚光器是注定要失败的。把接收器限制在太阳可能出现的天空区域里，2~3 倍的聚光是可能的。使用双面太阳能电池可以再增加一倍。如果电池浸在 $n=1.4$ 的介质中，有可能再增加一倍。这在原理上意味着可以得到 8~12 倍的不跟踪太阳的聚光器。

2.4.2 反射和折射

大多数聚光器利用反射、折射或两者结合进行聚光，通常用标准几何光学进行分析。某些概念使用衍射光栅或者指数渐变材料。根据反射和折射界面上光线服从的定律，反射情况下反射角等于入射角，在折射情况下服从施奈尔（Snell）定律。在三维情况下使用矢量公式是方便的。图 2.4-29 表示反射表面上的入射线和反射线，单位矢量 n 垂直于表面并指向光线入射方向。通过反射线、入射线及 n 的关系可以很容易推出下面矢量方程

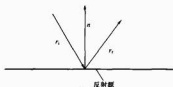


图 2.4-29 入射和反射光线与表面法线间的关系

$$r_2 = r_1 + 2nn_1 \quad (2.4-20)$$

一束光线在两种介质界面入射情况下，可应用 Snell 定律。通常用如下公式表示： $n^2 \sin^2 \theta_1 = n_2^2 \sin^2 \theta_2$ ，其中光线在同一平面内，矢量表示为

$$n_1 r_1 n = n_2 r_2 n \quad (2.4-21)$$

可以用这些关系对简单几何形状进行解析分析。现在有很多射线跟踪软件采用数值法解这些方程。这样可以引进表面波等各种缺陷因素，并给出接收器的强度曲线等。

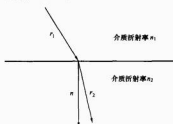


图 2.4-30 折射的矢量关系

2.4.3 抛物面聚光器

基本的聚光器结构是反射式抛物面聚光器，如图 2.4-31 所示。图 2.4-31 中表示出二维横截面，它可代表两维线性抛物面槽的横截面或改进型三维抛物面横截面。

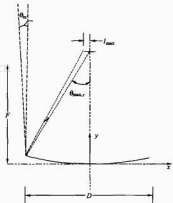


图 2.4-31 反射式抛物面聚光器的横截面

与抛物面 x 和 y 分量有关的方程为 $y=1/4Fx^2$ ，其中 F 为抛物面焦距。可以看到，所有来的直接射线（即没有 x 分量）都通过焦点。如果 D 为抛物面直径或宽度，可以写成归一化形式

$$\frac{y}{D/2} = \frac{1}{8f} \left(\frac{x}{D/2} \right)^2 \quad (2.4-22)$$

式中： $f=F/D$ 称为抛物面的 f 数。

如果 $f=1/4$ ，那么当 $x=D/2$ 时，即在抛物面的边缘， $y=D/4=F$ 。换句话说， $f=1/4$ 的抛物面，其边缘高度等于焦距。显然边缘倾角为 45° 。另一个重要的关系是焦点到抛物面距离 r 与射到接收器上光线间的夹角 θ 的关系

$$r = \frac{2F}{1 + \cos \theta} \quad (2.4-23)$$

和

$$x = r \sin \theta = \frac{2F \sin \theta}{1 + \cos \theta} \quad (2.4-24)$$

由此看到，边缘处当 $x=D/2$ 和接收器射线角最大，因

此

$$f = \frac{F}{D} = \frac{1}{4} \frac{1 + \cos \theta_{\max, r}}{\sin^2 \theta_{\max, r}} \quad (2.4-25)$$

现在考虑一束与法向轴成 θ_a 小角的射线。接收器焦距点距离 s 为

$$s = \frac{r \sin \theta_a}{\cos \theta_a} = \frac{2F \sin \theta_a}{\cos \theta_a (1 + \cos \theta_a)} \quad (2.4-26)$$

这表示 s 随 θ_a 增加而增加。显然, 落在 $x=D/2$ 边缘的光线的 s 值最大。总接收器尺寸 S (即捕获入射角 $\theta_{\max, r}$ 内所有光线的尺寸) 为

$$S = 2s_{\max} = \frac{4F \sin \theta_{\max, r}}{\cos \theta_{\max, r} (1 + \cos \theta_{\max, r})} = D \frac{\sin \theta_{\max, r}}{\cos \theta_{\max, r} \sin \theta_{\max, r}} \quad (2.4-27)$$

对于二维抛物面槽, 聚光比为 $C=D/S$, 给出

$$C = \cos \theta_{\max, r} \frac{\sin \theta_{\max, r}}{\sin \theta_{\max, r}} \quad (2.4-28)$$

有趣的是, 没有二次聚光的抛物面最大聚光发生在边缘角 45° (相应于 f 数为 0.6), 且为

$$C = \frac{1}{2} \frac{1}{\sin \theta_{\max, r}} \quad (2.4-29)$$

当 $\theta_{\max, r}$ 为 $1/4$ 时 (如太阳那样), 这个方程给出了最大的聚光比为 100。可见抛物面不是理想聚光器, 但在 45° 边缘角, 它能得到最大聚光的一半。当边缘角变小时, 实际上趋近理想聚光器, 因为 $\cos \theta \approx 1$, 但小边缘角小时聚光比也降低了。抛物面可与位于接收器的不同二次聚光器相结合使聚光理想靠近。如果理想二次聚光器能使 $\theta_{\max, r}$ 转换成 $\theta_{\max, in}$, 那么聚光比 $C_{\text{secondary}} = \sin \theta_{\max, in} / \sin \theta_{\max, r}$ 。抛物面和二次镜的联合聚光比为

$$C_{\text{tot}} = C_{\text{secondary}} C_{\text{parabolic}} = \cos \theta_{\max, r} \frac{\sin \theta_{\max, in}}{\sin \theta_{\max, r}} \quad (2.4-30)$$

这不同于最大输出角的理想聚光器和边缘角余弦倍聚光器以及接近理想的小边缘角聚光器。实际上小边缘角聚光器形状很不实用, 但可找到一种折中方案。当使用二次镜聚光器时, 通常 f 数的范围指定在 0.7~1 之间。对于三维抛物面聚光器, 可以修正上面的聚光比。特别是

$$C = \cos^2 \theta_{\max, r} \left(\frac{\sin \theta_{\max, r}}{\sin \theta_{\max, in}} \right)^2 \quad (2.4-31)$$

在 45° 的边缘角, 有

$$C = \frac{1}{4} \left(\frac{1}{\sin \theta_{\max, in}} \right)^2 \quad (2.4-32)$$

对于 $f=0.6$ 的理想抛物面, 聚光比为 10 000。

抛物面具有很高的聚光比。实际上倾斜误差或反射表面的起伏都会使性能降低。作为第一级近似, 可以认为倾斜误差值 θ_t 将引起反射光线偏离正确路径 $2\theta_t$, 并将这个角加到角 $\theta_{\max, r}$ 上。对太阳能应用来说, 高质量抛物面可以为 $\theta_t=1/8$, 因而使太阳光线的发散扩大一倍, 从 $1/4$ 发散到 $1/2$, 这个影响使聚光比降低 $1/4$, 对三维聚光器降低到 2500, 二维抛物面槽降到 50 (一半)。进行详细设计应当采用实际射线跟踪程序。

抛物面聚光器在太阳能高温热利用中得到了较高级别的开发, 那里的热流均匀性问题不像光伏接收器那样重要。

实际上反射镜可获得比光伏接收器希望的更高聚光比。不需要用二次光学元件增加聚光比, 所以通常牺牲聚光比以

获得较均匀照射和较好的对准容限。方法之一是在接收器前面放置一个有内反射壁的盒子匀光器。如果设计恰当, 入射光线经多次反射混杂在整个接收器上得到较均匀的分布, 与光线落在接收器入口处的什么地方无关。

2.4.4 复合抛物面聚光器

抛物面聚光器不是理想聚光器。首个成功实现的理想聚光器是复合抛物面聚光器 (CPC), 如图 2.4-32 所示。它实际上包含了两个抛物面, 每个抛物面轴倾斜 $\theta_{\max, in}$, 其焦点在接收器的对边。抛物面向上扩展成垂直表面, 使入口处

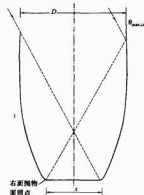


图 2.4-32 复合抛物面聚光器几何 ($\theta_{\max, in}=30^\circ$)

的开口面积尽可能大。当光线以最大角入射时, 所有光线都落在抛物面上并聚焦在接收器边缘。当光线向方向移动时, 所有光线偏向下并继续落在接收器上。用抛物面几何可直观地表示 $C=1/\sin^2 \theta_{\max, in}$, 所以 CPC 聚光器是理想的。如果 CPC 中充装了折射率 n 的介质, 入射光线依 Snell 定律向下折射, 使光线以角度 $\theta_{\max, in}$ 进入 CPC, 给出 $C=1/\sin^2 \theta_{\max, in}$ 。由 $n \sin \theta_{\max, in} = \sin \theta_{\max, r}$ 给出 $C=n/\sin \theta_{\max, r}$, 因此 CPC 仍然是理想的。可以通过围绕中心轴旋转二维横截面得到三维 CPC 聚光器。由此看出, 三维 CPC 只是接近但并非严格的理想聚光器。某些来自边缘附近的大倾斜光线被排除。

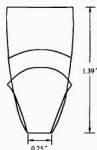


图 2.4-33 有平顶和拱顶的无介质复合抛物面 (聚光比相同、接收角同为 10°)

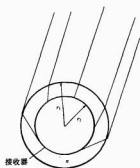
CPC 常用作二次聚光器, 特别是非理想棱镜系统, 因其接收角相

当大而设计相当紧凑。

图 2.4-34 所示为一种理想三维聚光器, 它使落在球上的所有光线成像在嵌在介质中的小球上。如果外球半径为 r_1 , 内球半径为 r_2 , 其中 $r^2=r_1/n$, 参照球的表面积, 则聚光比为 n^2 。遗憾的是, 太阳能电池一般不是球形的。

2.4.5 V 型槽聚光器

理想聚光器 CPC 也有某些缺点。一是在典型照射条件下出口处强度非常不均匀。可以想象当接收角内各方向照射

图 2.4-34 聚光比为 n^2 的理想球形聚光器

均匀时输出强度是均匀的。然而实际情况并非如此，因为太阳使局部天空远比周围接收区域亮得多（假定接收角大于太阳半角）。图 2.4-35 表示一种使用平面反射镜的简化模式，常被称为 V 型槽。V 型槽聚光器的最大强度聚光比为 3，因而避免了 CPC 的热点问题。

参照图 2.4-35 的符号，直接计算表明，V 型槽聚光器的聚光比为（提示：使用槽内三角符号定律）

$$C = 1 + \frac{2 \sin \theta_{\text{in}} \cos(\theta_1 + 2\theta_{\text{in}})}{\sin(\theta_1 + \theta_{\text{in}})} \quad (2.4-33)$$

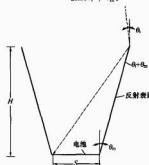


图 2.4-35 V 型槽聚光器几何

当 $\theta_1 = 0$ 时，可以得到 $C = 1 + 2\cos(2\theta_{\text{in}})$ ，所以聚光比显然不是理想的。事实上，较小 θ_{in} 角（即深槽）的最大聚光比达到 3。

不当当认为 V 型槽一定比 CPC 聚光器低级，除了能降低热斑效应外，它还很容易制造，特别是可用平面玻璃镜制造。对于宽接收角和合理的最大出口角（如 60° ），V 型槽很接近理想聚光器。例如当 $\theta_1 = 30^\circ$ 和 $\theta_{\text{in}} = 15^\circ$ 时，则 $\theta_{\text{out}} = 60^\circ$ 和 $C = 1.37$ ，这是理想聚光器的 79%。有趣的是，如果有多次反射情况，那么小 θ_{in} 角 V 型槽趋向理想聚光器。然而这会聚光器变成具有多次反射的非常高而细的结构。相反，CPC 有一次反射的最大值。

双轴 V 型槽聚光器可以通过 V 型槽绕其中心垂直轴旋转形成，或形成逆向截头锥，或两个 V 型槽以直角结合形成逆向截头金字塔得到。产生的双轴聚光器的聚光比向上述数的平方靠近，然而 θ 角内的某些光线不能到达接收器。回转式聚光器在一定照射条件下产生某些高强度区域，当光的聚焦偏离圆柱表面时，而方形没有这种影响。双轴 V 型槽常常用作点聚焦菲涅尔棱镜系统的二次聚光器。通过适当设计，它们也能使光流分布比单独菲涅尔棱镜得到的更加均匀。

2.4.6 折射棱镜

折射棱镜一般可以替代反射棱镜，如图 2.4-36 所示。

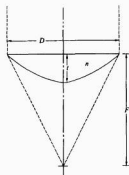


图 2.4-36 折射棱镜几何

可通过光线追踪和 Snell 定律进行分析。这里可以用 Fermat 原理对一个平面朝上的平凸镜进行快速分析，叙述如下：焦点处的所有光线以相同的光程长传播。因此，如果它们同时离开光源也就将同时到达焦点，与它们落在棱镜的双面地方无关。让图 2.4-36 中两束光的光程长相等，得到

$$F + (n-1)t = \sqrt{(F-y)^2 + x^2} + ny \quad (2.4-34)$$

这是一个双曲线方程。这种棱镜称为非球面棱镜以区别一般球形棱镜，它是上式中 D 和 x 的近似。让棱镜边界 $x = D/2$ 可得到棱镜厚度与 f 数的关系式

$$\frac{t}{D} = \frac{\sqrt{F^2/D^2 + 1/4} - F/D}{n-1} \quad (2.4-35)$$

这种棱镜的问题是，当 F 数短时变得相当厚。例如， $F/D = 1$ 和 $n = 1.5$ ，得到 $t/D = 0.24$ 。如果棱镜直径为 10cm，那么厚度将为 2.4cm，就使棱镜很重且耗费材料。对直径几厘米的小棱镜，厚度是可以接收的。这种“微型棱镜”可与焦点上的小电池匹配，可能是一种有趣的开发途径。对于大棱镜，通常会使棱镜许多点上的厚度变为零，形成了图 2.4-37 的菲涅尔棱镜。因为在表面上需要质量非常高的光学表面，由于模具是用金刚石点状切削加工，制造这种高透率的棱镜是很困难的。加工留下了微型槽，小刻面之间存在看树直区域使抛光很困难。如果小刻面比电池尺寸小，可采用小平刻面。在这种情况下，模具可采用平的金刚石车削具制造，能够作出非常好的光学表面。

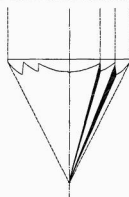


图 2.4-37 菲涅尔棱镜的横截面

菲涅尔棱镜并不能把所有拦截的光传递到焦点上。光损失有几个原因：一是自光学界面的菲涅尔反射引起大约 8%

的损失(因光线射出时与刻面成很陡的角度故焦距短的棱镜损失更多),这种损失可通过减反射涂层降低;二是刻面间的树直区域可能不是完全树直的或棱镜不能从模具中取出,这部分角度称为牵引角(约2°左右),落在这个壁面上的光偏离出焦点以外;三是菲涅尔棱镜的峰谷半径都是非零的,刻面越小非零半径峰谷损失就越大。现代典型的平面压模棱镜透过率约85%。

至今最高性能的点聚焦菲涅尔棱镜是通过压模制作出来的。因为模压机器中的周期很长,因此产品相当昂贵。

一种新的拱形线性菲涅尔棱镜如图2.4-38所示,表示拱形菲涅尔棱镜低入射角是如何接近出射角、光线如何自牵引区和尖峰半径区被屏蔽的横截面。因为是拱形,光线被折射向上进入棱镜,折射后再从上面出去。如果使光线对棱镜表面的角度近似等于它们进出棱镜的角度有许多好处,这样可使反射损失和色散损失降到最低(由于折射指数的色散使不同波长的成像发散),使棱镜的衍射效应降到最低,还使焦点尺寸降到最低。此外,牵引区和尖峰半径可以在光线路径外边,如图2.4-38所示。拱形菲涅尔棱镜的透过率可以超过90%,接近丙烯酸平板。

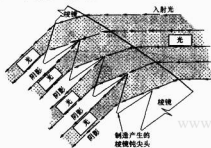


图 2.4-38 一种新的拱形线性菲涅尔棱镜

3M公司的低成本菲涅尔棱镜制造法是用薄的丙烯酸型料板用模压压机连续生产。压模的薄片粘到丙烯酸上衬底以增强机械强度。这个方法比压模法产生的牵引角大,因此透过率对平面点聚焦棱镜来说偏低。相反,它特别适合拱形线性菲涅尔棱镜,因为当棱镜被卷成拱形时,刻面被偏射到牵引区出了光径之外的角度。

现代设计通常把数值射线追踪分析与电子设计转换成数控机床加工结合起来并有现成的商用程序。

2.4.7 二次光学元件

二次光学元件主要用于增加聚光比或增加接收角,可用在反射型或折射型系统中,但最常用的是聚光比在200~1000范围的点聚焦菲涅尔棱镜系统中。二次光学元件一般有V型槽、折射CPC和折射阱三种类型。

图2.4-39表示菲涅尔棱镜与V型槽结合的500X组件。棱镜被设计成焦距长度不同的多区域以便使光流密度均匀化。3X聚光的二次镜具有附加的匀光作用。这种二次镜一般用反射性好的铝片制作。充介质的CPC也可作二次光学元件。聚光比1000X、接收角±0.8°的GaAs电池聚光系统采用了这种二次光学元件。

如上所述,CPC的输出相当不均匀。另一种类型的二次镜有非常均匀的光照强度。基本概念是在电池上形成一次镜成像。如果光线是均匀地落在一次镜上,照在电池上光也是均匀的。基本原理如图2.4-40所示。二次镜顶部是非球面表面,它使棱镜在电池上成像。可以用与平凸镜相同的方

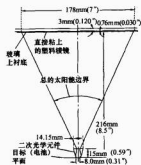


图 2.4-39 有V型槽二次光学元件的菲涅尔棱镜池结构

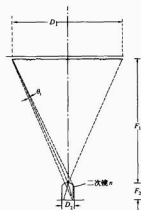


图 2.4-40 阱型二次镜几何

法求出这种表面。为了使边缘光线畸变效应降到最低,通常是用射线追踪法优化棱镜形状。

可以看到,一次镜中心在电池中心上成像,一次镜边界在电池边缘成像。如果棱镜亮度均匀,电池的照射也将是均匀的。通过一次镜大f数光线的简单分析可以了解阱型二次镜工作原理,其聚光比为

$$C = \frac{nF_1}{F_2} = \frac{n}{2(F_2/D_2) \sin \theta} \quad (2.4-36)$$

对于双轴聚光,这个关系需要平方。如果二次镜的f数为1/2,菲涅尔一次镜与阱型二次镜结合可看作是理想聚光系统。注意,f数小于1/2的棱镜是不能实现的,因为它违背最大聚光比定律^⑥,而且容易得到f数1/4的最大聚光比。尽管损失一些接收角,但这种方法的优点是输出均匀。

2.4.8 静态聚光器

聚光比大于1的静态聚光器与三个因素有关,一是绝大部分能量落在在±24°平面(与地球旋转轴垂直)带区内的天空区域。图2.4-41表示落在34°南向倾斜纬度角的典型年平均光照分布。这是大部分位置的代表区域,此处总能量落在垂直于以纬度角倾斜的平面的角带内。一个理想的、接收角为24°的单轴聚光器的聚光比为2.5。考察这种聚光器发现,当太阳接近夏(冬)至点时,它们并不能接收清晨和傍晚阳光的所有光线,但如果接收角稍大一些就能接收到绝大部分能量。

⑥ 更精确说,证明不可能作出f/0.5短的棱镜。

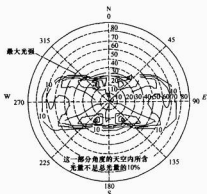


图 2.4-41 倾斜角等于南纬 34° 的组件上入射光年平均分布

二是电池可以浸在折射指数大于 1 的介质中。这样可以为单轴聚光提供另外 1.5X 的聚光比，为双轴聚光提供另外 2.25X 的聚光比^②。但如果电池很大，这种填充介质的聚光器相当笨重和昂贵，可用小电池与小型介电质聚光器（即微型聚光器）解决。

三是采用双面太阳能电池可提供另外 2X 的聚光倍数。上述所有方法结合可能获得 12X 聚光比，图 2.4-42 说明了这种可能性。

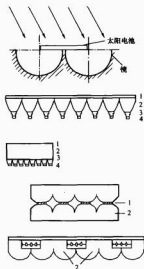


图 2.4-42 获得 12X 聚光比的联合聚光器
(a) 2X 槽式；(b) 充介质 CPC；(c) 联合式聚光器
1—上衬底；2—第一级；3—第二级；4—太阳能电池

另一种静态聚光器是根据总内反射原理的介电镀膜法，如果把背面刻槽增加陷光结合又可强化这个概念，可以获得大约 4X 的聚光比，如图 2.4-43 所示。

至今还没有在静态聚光器的商业化上获得成功。至今没有出现过一种经过考验的静态聚光概念比标准平板光伏组件具有更多的优点，是否能找到具有成本效益的静态聚光设计是聚光课题的重要课题之一。聚光器接收角必须宽（在一个方向上超过 30° 并在垂直方向上接近 90°）并有合理的聚光比（如超过 2X），两者是可能的。此外，聚光器件必须比其所

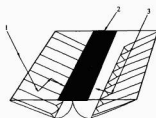


图 2.4-43 使用双面电池带介电被膜的静态聚光器
1—光线；2—电池；3—介电被膜

替代的电池更便宜，同时与平板组件相比，必须没有严重的衰减，这些都是严峻的挑战。

2.4.9 新型聚光器

非成像光学方法已经推广到许多新型设计中。最近的例子是 RXI 聚光器，如图 2.4-44 所示。其接收角为 2.7°，聚光比为 1000X，接近理想聚光器。RXI 来自折射（R）、反射（X）及内反射（I）。这个器件可看作是依靠内反射、调制精良具有最佳特性的双轴棱镜聚光器。这是个用介电材料最少的非常浅的器件。它最适宜小开口和小电池，所以材料总体积和总厚度都是最小的。

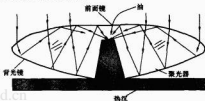


图 2.4-44 RXI 聚光器横截面

另一种新型聚光器是介质—单镜两段（D-SMTS）槽式聚光器，它把折射二次镜与反射槽一次镜相结合。这个器件获得了高接收角 2.44° 的单轴聚光比 30X，其横截面如图 2.4-45 所示，与接收角 2.87°、聚光比 30X 和 $n=1.5$ 的理想聚光器接近。

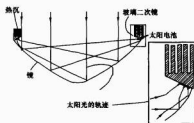


图 2.4-45 D-SMTS 反射槽聚光器的横截面

2.4.10 聚光器光学

在讨论光伏聚光器设计光学原理的同时，还面临着材料和制造的困难。光学聚光器必须经受至少 20 年户外气候老化，必须能够清洗除去积累的灰尘和脏物，还必须满足成本目标和良好光学性能。

至今找到的唯一适合反射表面材料的是背面镀膜银低铁玻

② 把电池浸入非薄平面介质中（如玻璃组件中）会增加光线到达电池表面逃逸的可能性，因而降低陷光的影响。这种影响也发生在介质内的二次镜中，导致依赖陷光的硅太阳能电池百分之几的电流损失。

璃,玻璃的耐久性非常好,能防止银表面腐蚀和受损。如果表面曲率半径小于10mm,玻璃必须能在高温下加工成希望的形状(如制造汽车风屏那样)。已经进行过很多尝试制造镀银聚合物薄膜反射镜,但至今还未得到有足够耐久性的商用聚光器。阳极氧化铝板是一种选择,但它的反射率比镀银玻璃低而且耐候性差。阳极氧化铝可用于组件内部防止气候老化。

丙烯酸塑料(PMMA)是最普通的折射棱镜材料。当掺入紫外稳定剂时丙烯酸表现出良好的耐候性。其最主要的缺点是热膨胀系数大、强度和硬度低、吸水膨胀、使用喷涂以外的清洗方法时容易划伤。很多工作尝试在玻璃后面粘贴薄丙烯酸棱镜,但膨胀系数差别很大使所有努力都告失败。发挥玻璃优点的另一方法是层压杨氏模量低的材料以代替丙烯酸。把硅橡胶模压到玻璃上已有成效,有可能最终解决菲涅尔棱镜与组件集成问题。

丙烯酸不适用于点聚焦二次光学元件,因为少量的残余吸收会引起棱镜过热和熔化,石英很好但太贵,在这种情况下,需要采用光学玻璃。硼硅玻璃成本低,但吸收率高易过热。光学玻璃初始工作很好,但聚焦在二次镜上容易紫外老化(变紫)。二次镜的研发必须与玻璃供应商密切合作,选择成本最好、模压性最好、抗紫外老化最好的玻璃。

2.5 目前的聚光器开发活动

目前世界上有许多小组从事聚光器开发活动。简介如下:

2.5.1 Amonix 公司

Amonix公司和SunPower公司拥有高效点接触太阳能电池专利权,该电池是在Stanford大学进行研发的。Amonix开发出20kW的点聚焦菲涅尔棱镜光伏阵列用于发电,组件背面采用集成设计把导线和电池封装结合在一起,大大降低了零部件数。该系统在不同地点进行了示范运行。

2.5.2 澳大利亚国家大学

澳大利亚国家大学(ANU)正在研制一种线性槽式光伏聚光系统,同时也研制了一种相当简单的新型硅太阳聚光电池,预计效率为22%~23%。电池工艺只有一个非对准光刻步骤。电池设计在30X聚光下工作,已安装了2kW的示范工程,系统总效率估计为15%。

2.5.3 BP太阳能公司和马德里工业大学

BP太阳能公司曾在特内里费岛(Tenerife)建成480kW的聚光系统,是欧盟焦耳计划的一部分。该项目由14个单轴跟踪反射式抛物面槽组成,每个槽长84m。在光伏接收器组件中使用了BP公司的埋入接触式太阳能电池,聚光比为38X。

马德里工大开发出新型轻量化空间框架反射器。系统采用由压敏胶和薄铝片组成的热沉进行被动冷却。系统总效率约为13%,成本估计23美分/kWh。如果生产规模达到15MW/年,估计成本可以降低到13分/kWh。

2.5.4 Entech 公司

Entech公司一直致力于线性聚焦菲涅尔聚光器开发,拥有曲面菲涅尔棱镜(高通率90%)的主要专利。该公司是美国能源部光伏制造工业计划(PVManT)承担单位之一,采用的聚光电池为改进型平板电池,聚光比为20X,最

新的第四代组件效率约15%。预计生产规模30MW/年的发电成本为7~15美分/kWh。

2.5.5 德国 Fraunhofer 太阳能系统研究所

德国Fraunhofer研究所同时从事聚光器、聚光电池和聚光系统研究。GaAs电池效率达到24%,菲涅尔组件效率达到19%,并研究了硅聚光太阳能电池。建成一种新型单轴反射式跟踪聚光器示范系统,通过折射式CPC二次聚光器使聚光比达到300X。

2.5.6 Ioffe 物理技术研究所

Ioffe物理技术研究所开发化合物半导体电池具有很长历史,特别是聚光电池。最近开发出用于多结器件的GaSb和AlGaAs电池和一种独特的全玻璃聚光组件,该组件使用GaAs电池和有有机硅菲涅尔棱镜薄片模压到玻璃板内侧,该方法颇有希望。

2.5.7 美国国家实验室(NREL)

NREL致力于高效、多结太阳能电池的前沿研究。他们的GaInP/GaAs双结聚光电池在150倍聚光下获得了30%的创纪录效率。

2.5.8 马德里工业大学

马德里工业大学在聚光器开发方面有长期的计划,包括开创性的聚光器光学部件、GaAs聚光电池和静态聚光器。他们还开发出一种使用小GaAs电池(1mm×1mm)的RXI新型聚光器,其制造和封装类似LED。使用这种方法作成的组件以平板组件组装,有可能成为高性能和低成本的系统。此外,大接收角降低了跟踪结构成本。估计发电成本为0.104欧元/kWh和最终以1000MW/年规模的成本估计0.033欧元/kWh。

2.5.9 Solar Research Corporation (SRC) 公司

SRC公司从事反射式聚光器和水冷光伏聚光阵列的开发。200W紧凑型硅电池阵列在239个太阳下的效率为22%,GaAs组件在381个太阳下的效率为18%(产生85W)。

2.5.10 Spectrolab

Spectrolab是多结空间太阳能电池的主要制造商,他们使用自己的高效电池从事聚光电池和组件开发。他们的GaAs聚光电池效率达到34%。

2.5.11 SunPower 公司

SunPower公司制造了各种高效硅聚光太阳能电池,包括用于点聚焦菲涅尔棱镜系统和用于大面积排碟式阵列和中央接收器式阵列的电池。已经建成了水冷排碟式热光伏系统,聚光比设计范围在250X~400X之间,在100X下的峰值效率为27%,250X下的效率为26%。

2.5.12 东京农业工大

东京农业工大研究了两维和三维折射式静态聚光器。这些设计在阴天能接收大部分漫射光。二维棱镜的聚光比为1.65X,三维棱镜的聚光比为2X。这种低聚光倍数的价值很有限,这些系统使用的是标准一个太阳的电池。

2.5.13 ZSW 公司

ZSW与BP公司、西班牙能源所和Crete联合研发V型槽2X低聚光系统。系统使用被动热液系统启动的极轴跟踪。这个系统简单,免维修,预计成本为规定平板系统的40%。

第5章 光伏发电系统

光伏发电系统是利用以光生伏打效应原理制成的太阳能电池将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统。它由太阳能电池方阵、控制器、蓄电池组、直流/交流逆变器各部分组成，其系统组成如图 2.5-1 所示。



图 2.5-1 光伏发电系统示意图

本章主要介绍光伏系统主要部件的工作原理、技术性能以及相关的电子学问题。

1 太阳能电池组件及方阵

太阳能电池单片是光电转换的最小单元，尺寸一般为 $4 \sim 200 \text{ cm}^2$ 不等。太阳能电池单片的工作电压约为 0.5 V ，工作电流约为 $20 \sim 25 \text{ mA/cm}^2$ ，一般不能单独作为电源使用。将太阳能电池单片进行串并联封装后，就成为太阳能电池组件，其功率一般为几瓦至几十瓦（目前世界上最大的晶体硅太阳能电池组件已经做到 200 W ），是可以单独作为电源使用的最小单元。太阳能电池组件再经过串并联并装在支架上，就构成了太阳能电池方阵，可以满足负载所要求的输出功率，如图 2.5-2 所示。

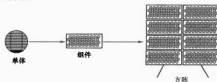


图 2.5-2 太阳能电池单体、组件和方阵

一个太阳能电池只能产生大约 0.5 V 电压，远低于实际应用所需要的电压。为了满足实际应用的需要，需把太阳能电池连接成组件。太阳能电池组件包含一定数量的太阳能电池，这些太阳能电池通过导线连接。若一个组件上，太阳能电池的数量是 36 片（ $10 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$ ），这意味着一个太阳能电池组件大约能产生 17 V 的电压，正好能为一个额定电压为 12 V 的蓄电池进行有效充电。

通过导线连接的太阳能电池被密封成的物理单元被称为太阳能电池组件，具有一定的防腐、防风、防震、防雨等的功能，广泛应用于各个领域和系统。当应用领域需要较高的电压和电流而单个组件不能满足要求时，可把多个组件组成太阳能电池方阵，以获得所需要的电压和电流。

太阳能电池的可靠性在很大程度上取决于其防腐、防风、防震、防雨等的功能。其潜在的质量问题是边沿的密封以及组件背面的接线盒。

这种组件的前面是玻璃板，背面是一层合金薄片。合金薄片的主要功能是防潮、防污。太阳能电池也是被镶嵌在一层聚合物中。在这种太阳能电池组件中，电池与接线盒之间可直接用导线连接。

1.1 太阳能电池组件的 $I-V$ 特性和相关参数

太阳能电池组件的电气特性主要是指电流—电压特性，也称为 $I-V$ 曲线，如图 2.5-3 所示。 $I-V$ 曲线可根据电路装置进行测量。 $I-V$ 曲线显示了通过太阳能电池组件传送的电流 I_m 与电压 V_m 在特定的太阳辐照度下的关系。

如果太阳能电池组件电路短路即 $V=0$ ，此时的电流称为短路电流 I_m ；如果电路开路即 $I=0$ ，此时的电压称为开路电压 V_m 。太阳能电池组件的输出功率等于流经该组件的电流与电压的乘积，即 $P=VI$ 。

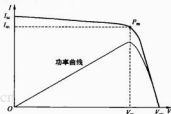


图 2.5-3 太阳能电池的电流—电压特性曲线
 I —电流； I_m —短路电流； I_m —最大工作电流； V —电压； V_m —开路电压； V_m —最大工作电压

当太阳能电池组件的电压上升时，例如通过增加负载的电阻值或组件的电压从零（短路条件下）开始增加时，组件的输出功率亦从 0 开始增加；当电压达到一定值时，功率可达到最大，这时当电阻继续增加时，功率将跃过最大点，并逐渐减少至零，即电压达到开路电压 V_m 。当组件的输出功率达到最大的点，称为最大功率点；该点所对应的电压，称为最大功率点电压 V_m （又称为最大工作电压）；该点所对应的电流，称为最大功率点电流 I_m （又称为最大工作电流）；该点的功率，称为最大功率点功率 P_m 。太阳能电池组件的填充因子是最大功率点功率与开路电压和短路电流乘积的比值，用 FF 表示： $FF=P_m/(I_m V_m)$ 。太阳能电池组件的串联电阻和并联电阻都会影响填充因子，填充因子大于 0.7 说明组件的质量优良，填充因子是评判太阳能电池组件质量好坏的一个重要参数。

由于太阳能电池组件的输出功率取决于太阳辐照度、太阳光谱的分布和太阳能电池的温度，因此太阳能电池组件的测量在标准条件下（STC）进行，测量条件被欧洲委员会定义为 101 号标准，其条件是：光谱辐照度为 1000 W/m^2 ；光谱 AM1.5 ；电池温度 25°C 。

在该条件下，太阳能电池组件所输出的最大功率被称为峰值功率，表示为 W_p 。在很多情况下，组件的峰值功率通常用太阳模拟仪测定并和国际认证机构的标准化的太阳能电池进

荷电阻 R , 可使这组太阳能电池的工作状态由开路到短路。

图 2.5-9 为并联回路受遮挡电池的热斑效应分析。受遮挡电池定义为 2 号, 用 $I-V$ 曲线 2 表示; 其余电池合起来定义为 1 号, 由 $I-V$ 曲线 1 表示; 两者的串联方阵为组 (G), 用 $I-V$ 曲线 G 表示。

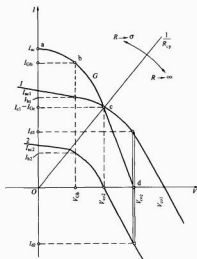


图 2.5-9 并联回路受遮挡电池的热斑效应分析

可以从 a、b、c、d 四种工作状态进行分析:

(1) 调整太阳能电池组的输出阻抗, 使其工作在短路 (a 点), 此时电池组的工作电压为零, 电池组短路电流 I_{sc} 等于电池 1 和电池 2 的短路电流之和。

(2) 当调整阻抗使电池组工作在 b 点, 电池 1 和电池 2 都有正的功率输出。

(3) 当电池组工作在 c 点, 此时电池 1 仍然工作在正功率输出, 而受遮挡的电池 2 已经工作在开路状态, 没有功率输出, 但还没有成为功率的接收体, 还没有成为电池 1 的负荷。

(4) 当电池组工作在开路状态 (d 点), 此时电池 1 仍然有正的功率输出, 而电池 2 上的电流已经反向, 电池 2 成为电池 1 的负荷, 不考虑回路中其他旁路电流的话, 此时电池 1 的功率全部加到了电池 2 上。如果这种状态持续时间很长或电池 1 的功率很大, 也会在被遮挡的电池 2 上造成热斑损伤。

(5) 应当注意到, 从 c 点到 d 点的工作区间, 电池 2 都处于接收功率的状态。并联电池组处于开路或接近开路状态在实际工作中也有可能, 对于脉宽调制控制器, 要求只有一个输入端, 当系统功率较大, 太阳能电池会采用多组并联, 在蓄电池接近充满时, 脉冲宽度变窄, 开关晶体管处于临近截止状态, 太阳能电池的工作点向开路方向移动, 如果没有在各并联支路上加装阻断二极管, 发生热斑效应的几率就会很大。

为防止太阳能电池由于热斑效应而被破坏, 如图 2.5-10 所示, 需要在太阳能电池组件的正负极间并联一个旁通二极管, 以避免串联回路中光照组件所产生的能量被遮蔽的组件所消耗。同样, 对于每一个并联支路, 需要串接一只二极管, 以避免并联回路中光照组件所产生的能量被遮蔽的组件所吸收, 串接二极管在独立发电系统中可同时起到防止蓄电

池在夜间反充电功能。

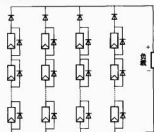


图 2.5-10 热斑效应防护

2 储能蓄电池

蓄电池是通过充电将电能转换为化学能贮存起来, 使用时再将化学能转换为电能释放出来的化学电源装置。它是由两个分离的电极浸在电解质中而成。由还原物质构成的电极为负极, 由氧化物质构成的电极为正极。当外电路接通两极时, 氧化还原反应就在电极上进行, 电极上的活性物质就分别被氧化还原了, 从而释放出电能, 这一过程称为放电过程。放电之后, 若有反向电流流入电池时, 就可以使两电极活性物质回复到原来的化学状态。这种可重复使用的电池称为二次电池或蓄电池。如果电池反应的可逆性差, 那么放电之后就不能再用充电方法使其恢复初始状态, 这种电池称为原电池。

蓄电池是光伏电站的储能装置, 由它将太阳能电池方阵从太阳辐射能转换来的直流电转换为化学能贮存起来, 以供需要应用。光伏电站中与太阳能电池方阵配用的蓄电池组通常是在半浮充状态下长期工作, 考虑到蓄电池的使用寿命和连续阴雨, 蓄电池的设计容量一般是电负荷日耗电量的 5~10 倍, 因此, 多数时间是处于浅放电状态。

太阳能光伏发电系统对蓄电池的基本要求是: ①自放电率低; ②使用寿命长; ③深放电能力强; ④充电效率高; ⑤少维护或免维护; ⑥工作温度范围宽; ⑦价格低廉。目前我国与光伏发电系统配套使用的蓄电池主要是铅酸蓄电池, 特别是阀控式密封铅酸蓄电池, 下面的介绍以此为重点。

2.1 铅酸蓄电池的分类、命名和一些常用术语

2.1.1 铅酸蓄电池的分类

(1) 按照电解液数量和电池槽结构, 分为传统开口铅酸蓄电池和阀控式密封铅酸蓄电池。前者为开口半密封式结构, 电解液是处于富液状态, 使用过程中需要加水调节酸密度。后者为全密封式结构, 电解液为贫液状态, 使用过程中不需要进行加水或加酸维护, 简称 VRLA 电池。

(2) 按照电池的用途, 分为循环使用电池和浮充使用电池。浮充电池主要是后备电池, 循环和启动使用的电池有铁路电池、汽车电池、太阳能蓄电池、电动车电池、牵引电池等类型。

(3) 按照电池的使用环境, 分为移动型电池和固定型电池。固定型电池主要用于后备电源, 广泛用于邮电、电站和医院等, 最大要求是安全可靠, 因其使用固定在一地方, 重量不是关键问题。目前用于固定型的电池, 主要是密封型 VRLA 电池和传统富液电池。移动型电池主要有内燃机车用电池、铁路牵引车用电池、摩托车用电池、电动汽车及摩托车用电池和牵引车用电池等。

2.1.2 蓄电池的命名方法、型号组成及其代表意义

蓄电池名称由单体蓄电池格数、型号、额定容量、电池功能或形状等组成。当单体蓄电池格数为1时(2V)省略,6V、12V分别为3和6。各公司的产品型号有不同的解释,但产品型号中的基本含义不会改变。表2.5-1为常用字母的含义。

表 2.5-1 蓄电池常用字母的含义

代号	拼音	汉字	全称
G	Gu	固	固定型
F	Fa	阀	阀控式
M	Mi	密	密封
J	Jiao	胶	胶体
D	Dong	动	动力型
N	Nei	内	内燃机车用
T	Tie	铁	铁路客车用
D	Dian	电	电力机车用

例如:GFM-500, G为固定型; F为阀控式; M为密封, 500为10小时率的额定容量; 6-GFMJ-100, 6为6个单体、电压12V, G为固定型, F为阀控式, M为密封, J为胶体, 100为20小时率的额定容量。

2.1.3 蓄电池常用术语

(1) 蓄电池的电压。蓄电池每单格的标称电压为2V, 实际电压随充放电的情况而变化。充电结束时, 电压为2.5~2.7V, 以后慢慢地降至2.05V左右的稳定状态。如用蓄电池做电源, 开始放电时电压很快降至2V左右, 以后缓慢下降, 保持在1.9~2.0V之间。当放电接近尾声时, 电压很快降至1.7V; 当电压低于1.7V时, 便不应再放电, 否则要损坏极板。停止使用后, 蓄电池电压自己能回升到1.98V。

(2) 电池的容量。电池容量的概念处于完全充电状态的铅酸蓄电池在一定放电条件下, 放电到规定的终止电压时所能给出的电量称为电池容量, 以符号C表示。常用单位为安培小时, 简称安·时(A·h)。通常在C的下角处标明放电小时数, 如C10表明10h的放电容量, C120表明120h的放电容量。

电池容量分为理论容量、实际容量和额定容量。理论容量是根据活性物质的质量按照法拉第定律计算而得的最大容量值; 实际容量是指电池在一定放电条件下所能输出的电量。由于组成电池时, 除电池的化学反应外, 还有副反应发生, 加之其他种种原因, 活性物质利用率不可能为100%, 因此远低于理论容量; 额定容量国外也称标称容量, 是按照国家或有关部门颁布的标准, 在电池设计时要求电池在一定的放电条件下(通信电池一般规定在25℃环境下以10h电流放电至终止电压)应该放出的最低限度的电量值。

影响实际容量的因素主要与电池正、负极活性物质的数量及利用率有关。活性物质利用率主要受放电制度、电极结构、制造工艺影响。使用过程中影响实际容量的是放电率、放电制度、终止电压和温度。

(3) 放电率。根据蓄电池放电电流的大小, 分为时间率和电流率。时间率是指一定放电条件下, 放电至放电终止电压的时间长短。常用时率和倍率表示。根据IEC标准, 放电的时间率有20、10、5、3、1、0.5h, 分别标识为20、10、5、3、1、0.5h等。电池放电倍率越高, 放电电流越大, 放电时间就越短, 放出的相应容量越少。

(4) 终止电压。终止电压指电池放电时电压下降到不宜再放电时(至少能再反复充电使用)的最低工作电压。为了防止电池不过放电而损害极板, 各种标准中在不同放电倍率和温度下放电时, 都规定了电池的终止电压。后备电源系列电池10h和3h放电的终止电压为1.80V/单体, 1h终止电压为1.75V/单体。由于铅酸蓄电池本身的特性, 即使放电的终止电压继续降低, 电池也不会放出太多的容量, 但终止电压过低对电池的损伤极大, 尤其当放电达到0V而又不能及时充电时将大大缩短电池的寿命。对于太阳能用蓄电池, 针对不同型号和用途, 放电终止电压设计也不一样。终止电压视放电速率和需要而规定。通常, 小于10h的小电流放电, 终止电压取值稍高; 大于10h的大电流放电, 终止电压取值稍低。

(5) 循环寿命。蓄电池经历一次充电和放电, 称为一次循环(一个周期)。在一定放电条件下, 电池使用至某一容量规定值之前, 电池所能承受的循环次数, 称为循环寿命。后备电源一般采用浮充寿命来衡量电池的使用寿命, 例如阀控式密封铅酸蓄电池的浮充寿命一般在10年以上, 但也可采用电池的循环寿命来衡量。影响电池循环寿命的主要因素是产品的性能和质量, 其次是维护工作的质量。对于后备电源, 100%DOD放电, 其循环寿命一般为100~200次, 即电池进行100%容量放电, 电池放电到终止电压为1.8V/只, 循环100~200次后, 电池放电到终止电压1.8V, 放电容量低于额定容量的80%, 此时电池寿命终止。影响蓄电池寿命的因素是综合因素, 不仅是极板的内在因素, 例如活性物质的组成、晶型(高温固化或常温固化)、极板尺寸和极板材料结构等, 而且也取决于外在因素, 如放电倍率和深度、工作使用条件(温度和压力等)和使用维护状况等。

(6) 电池内阻。电池的内阻不是常数, 在充放电过程中随时不断地变化, 因为活性物质的组成、电解液浓度和温度都在不断变化。铅酸蓄电池内阻很小, 在小电流放电时可以忽略, 但在大电流放电时, 电压降损失可达数百毫伏, 必须引起重视。电池内阻有欧姆内阻和极化内阻两部分。欧姆内阻主要由电极材料、隔膜、电解液、接线柱等构成, 也与电池尺寸、结构及装配因素有关。极化内阻是由电化学极化和浓差极化引起的, 是电池放电或充电过程中两电极进行化学反应时极化产生的内阻。极化电阻除与电池制造工艺、电极结构及活性物质的活性有关外, 还与电池工作电流大小和温度等因素有关。电池内阻严重影响电池工作电压、工作电流和输出能量, 因而内阻越小的电池性能越好。

2.2 VRLA 电池的结构和工作原理

2.2.1 结构

VRLA电池主要部件由正极板、负极板、隔板、电池槽盖、硫酸电解质等组成。

2.2.2 VRLA 电池主要零部件的作用

(1) 极板。支撑活性物质, 传导电流。
(2) 极板。正负极板是电化学反应的场所, 电池容量的主要制约者。负极板都采用涂膏式。正极板一般有涂膏式(平板式)和管式。管式正极板一般用于传统富液电池和胶体电池中。

(3) 隔板储存电解液, 气体通道, 防止活性物质脱落, 防止正负极之间短路。

(4) 电解液。铅酸蓄电池一律采用硫酸电解质, 是电化学反应产生的必要条件。对于胶体蓄电池, 还需要添加胶体, 以便与硫酸凝胶形成胶体电解质, 此时硫酸不仅是反应

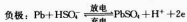
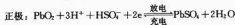
电解质,还是胶体所需的凝胶剂。

(5) 槽盖盛装板群,槽的厚度及材料直接影响到电池是否鼓胀变形。一般采用塑料槽盖,如PVC或ABS槽盖。

(6) 极柱传导电流。

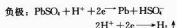
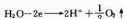
2.2.3 基本反应原理

2.2.3.1 VRLA 电池反应原理



2.2.3.2 VRLA 电池密封原理

铅酸蓄电池充电后期,电极上发生的电化学反应为
 正极: $\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} - 2\text{e}^- \rightarrow \text{PbO}_2 + \text{HSO}_4^- + 3\text{H}^+$

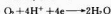
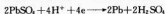
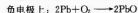
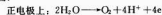


可以看出,电池充电时产生 H_2 和 O_2 是不可避免的,而两种气体的再化合只有在催化剂存在的条件下才能进行,20 世纪 50~60 年代曾研究过 Pt 催化的防爆性,但因结构复杂、价格昂贵、可靠性差而被淘汰。

1938 年 A. Dassel 提出的气体复合原理对后来制造密封铅酸蓄电池有重要的指导作用。1971 年美国 Gates 公司提出用玻璃纤维隔板,为氧气复合原理实际应用提供了可行性,实现了“密封”的突破,其复合原理如下:

氧循环用于铅酸蓄电池密封困难很多。铅酸蓄电池的平衡电压约为 2V,而水的分解电压(正极上析出氧气,负极上产生氢气)也是 2V 左右,因此热力学上铅酸蓄电池完全不会工作,而且在充电时从硫酸铅生成二氧化铅和铅之前就已析出氧气和氢气。二氧化铅和铅电极表面有极高的氧与氢的过电位,因而能使正、负极在析出大量氧与氢之前被再充电,如果过量的负极活性物质和有限的电流这些原则条件得以满足,就可以将氧循环应用于铅酸蓄电池。阴极吸附式密封铅酸蓄电池在充电时,正极上析出氧气,在负极上被化合,从而维持负极在部分充电状态,使氢的析出得以抑制。

在氧循环过程中往往发生的反应为:①氧从正极上析出(扩散到负极);②在负极上氧与海绵状铅反应(氧化反应)生成 PbO_2 ;③ PbO 与硫酸反应生成硫酸铅和水,在这中间负极因硫酸铅转化为海绵状铅而被充电。归纳起来有下列反应。



综合在正极析氧过程和负极上所有反应可以得知,负极在消耗氧,在负极上所有各个反应实际上不太可能发生,更可能是氧的直接被复合而生成水。负极上析出氢并非绝对完全被抑制,因此要设计必要的阀,当电池内压大到一定值时,开启排气阀(泄压),泄压后又重新关闭,防止大气中气体(氧)进入电池内部,也使电池在遭受滥用时保证安全。

复合式电池在不同负荷下可以广泛应用,性能也特别优越,其主要优点是不必加水,主要应用在获得电能困难或者昂贵的某些应用领域,如作为偏远地区的电源。由于复合式

电池实际上并无气体,没有由此而带来的酸雾危害,因此很适合应用于办公设备。

多孔玻璃棉隔板(孔率大于 90%)在正、负极之间为氧气传递提供了良好的通道,正极析出的氧气在负极以极高的速度被还原。

上述反应实现了氧的循环,净结果是没有氧的积累,没有水的损失。氧气的复合使负极去极化,减缓了 H_2 的析出。

2.2.4 VRLA 电池的分类

按电解质和隔板的不同,可将 VRLA 电池分为 AGM 电池和 GEL 电池。AGM 电池主要采用 AGM(玻璃纤维)隔板,电解质被吸附在隔板孔隙内。GEL 电池主要是采用 PVC-SiO₂ 隔板,电解质为已经凝胶的胶体电解质。这两类电池各有优缺点。从发展速度来看,AGM 技术发展较快,目前市场上基本以 AGM 电池为主导。GEL 电池最近几年才逐步有上升的势头,主要是因为前几年 AGM 电池的使用寿命出现较多问题,而 GEL 电池的高循环寿命等优点开始被用户所认可和接受。下面就两类电池结构和性能上的优缺点进行比较,如表 2.5-2 和表 2.5-3 所示。

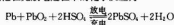
表 2.5-2 AGM 电池与 GEL 电池结构比较

内部结构	GEL 电池	AGM 电池
电解质固定方式	电解质由气相二氧化硅和多种添加剂以胶体形式固定,注入时为液态,可充满电池内所有空间,充电后凝胶	电解质吸附在多孔的玻璃棉隔板内,而且必须是不饱和状态,隔板内 93% 左右的空间充满电解质
电解液量	准富液设计,电解液容量比 AGM 电池多	相对于富液电池和 GEL 电池的储液量少。贫液设计
电解液密度	密度为 1.24g/L,对极板腐蚀性轻	密度为 1.28~1.31g/L,对极板腐蚀性较大
正负极结构	制成管式或涂膏式极板	制成涂膏式极板
隔板	PVC-SiO ₂ 隔板	普通 AGM 隔板

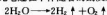
表 2.5-3 AGM 电池与 GEL 电池性能比较

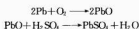
性能特点	GEL 电池	AGM 电池
浮充性能	由于电解质的量富余,其散热性好,没有热失控事故发生,浮充寿命长	散热性差,热失控现象时有发生
循环性能	100% DOD 循环寿命 600 次以上	100% DOD 循环寿命 150 次左右
自放电	自放电率为 2%/月,电池在常温下可储存 2 年	自放电率为 2%~5%/月,存放期超过 6 个月需补充充电
气体复合效率	初期复合效率较低,但循环数次后可以达到 95% 以上	气体复合效率高达 99%
电解液分层现象	无硫酸浓度分层现象,电池可以竖直和水平安装	有电解液分层现象,高型电池只能水平放置

铅酸蓄电池在充放电过程中的化学反应为



铅酸蓄电池充电过程中伴随着的副反应





该反应使电池中水分逐渐损失,需不断补充纯水才能保持正常使用。对于普通 AGM 玻璃纤维隔板的电池,其隔板内有一定的孔率,在正、负极之间预留气体通道,同时选用特殊合金铸造板栅提高负极的析氢过电位,以抑制氢气的析出;而正极产生的氧气顺着通道扩散到负极,使氧气重新复合成水,保证正极析出的氧扩散到铅负极,完成反应,从而实现正极析出的氧再化合水。对于采用胶体电解质系列电池,选用 PVC-SiO₂ 隔板,氧循环的建立是由于电池内的凝胶以 SiO₂ 质点作为骨架构成的三维多孔网络结构,它将电池所需的电解液储藏在里面;灌注胶体后,在电场力的作用下发生凝胶,初期结构并不稳定,骨架要进一步收缩,而使凝胶出现裂纹,这些裂纹存在于整个正、负极板之间,为氧到达负极还原建立通道。两类电池的整个氧循环机理是一样的,只是氧气到达负极的通道方式不同而已。但 GEL 电池氧循环只有在凝胶出现裂纹之后才建立起来,所以氧气复合效率是逐渐上升的,从而使电池起到密封的效果。

3 充放电控制器

3.1 充放电控制器的功能

在独立运行的光伏发电系统和光伏/风力互补发电系统中,必须配备储能蓄电池,蓄电池起着储存和调节电能的作用。当日光照充足或风力很大而产生的电能过剩时,蓄电池将多余的电能储存起来;反之,当系统发电量不足或负载用电量较大时,蓄电池向负载补充电能,并保持供电电压的稳定。

蓄电池,尤其是铅酸蓄电池,要求在充电和放电过程中加以控制,频繁的过充电和过放电都会影响蓄电池的使用寿命。过充电会使蓄电池大量出气(电解水),造成水分散失和活性物质的脱落;过放电则容易加速极板的腐蚀和不可逆硫酸化。为了保护蓄电池不受过充电和过放电的损害,则必须要有一套控制系统来防止蓄电池的过充电和过放电,称为充放电控制器。控制器通过检测蓄电池的电压或荷电状态判断蓄电池是否已经达到过充点或过放点,并根据检测结果发出继续充、放电或终止充、放电的指令。

随着光伏发电系统、风力发电系统和光伏/风力互补发电系统容量的不断增加,设计者和用户对系统运行状态及运行方式的合理性的要求越来越高,系统的安全性也更加突出和重要。因此,近年来设计者又赋予控制器具有更多的保护和监测功能,使早期的蓄电池充放电控制器发展到今天比较复杂的系统控制器。此外,控制器在控制原理和使用的元器件方面也有了很大发展和提高,目前先进的系统控制器已经使用了微处理器,实现了软件编程和智能控制。

光伏发电系统中充放电控制器的功能主要有以下几点:

(1) 高压 (HVD) 断开和恢复功能。控制器应具有输入高压断开和恢复连接的功能。对于接通/断开式控制器,高压断开和恢复连接的电压设定值为: HVD66.5V, 恢复 52V。

(2) 欠电压 (LVG) 告警和恢复功能。当蓄电池电压降到欠电压告警点 44V 时,控制器应能自动发出声光告警信号;恢复点 49V。

(3) 低压 (LVD) 断开和恢复功能。这种功能可防止蓄电池过放电。通过一种继电器或电子开关连接负载,可在某给定低压点自动切断负载。当电压升到安全运行范围时,负载将自动重新接入或要求手动重新接入。

(4) 保护功能。防止任何负载短路的电路保护;防止充放电控制器内部短路的电路保护;防止夜间蓄电池通过太阳能电池组件反向放电保护;防止负荷、太阳能电池组件或蓄电池极性反接的电路保护;防止感应雷的线路防雷。

(5) 温度补偿功能(仅适用于蓄电池充满电压)。当蓄电池温度低于 25℃ 时,蓄电池的充满电压应适当提高;相反,高于该温度蓄电池的充满电压的限应适当降低。通常蓄电池的温度补偿系数为 -5~-3mV/℃/Cell。

目前在光伏发电系统和风光互补发电系统中,使用最多的仍然是铅酸蓄电池,因此这里仅以铅酸蓄电池为例介绍控制器的充电控制基本原理。

铅酸蓄电池充放电特性如图 2-5-11 所示,由充电曲线可以看出,蓄电池充电过程有三个阶段,初期阶段 (OA) 电压快速上升,中期阶段 (AC) 电压缓慢上升,延续较长时间, C 点为充电末期,电化学反应接近结束,电压开始迅速上升,接近 D 点时,负极析出氢气,正极析出氧气,水被分解。上述所有迹象表明, D 点电压标志着蓄电池已充满电,应停止充电,否则将给铅酸蓄电池带来损坏。

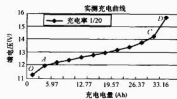


图 2-5-11 铅酸蓄电池充电特性曲线

通过对铅酸蓄电池充电特性的分析可知,在蓄电池充电过程中,当充电到相当于 D 点的电压出现时就标志着该蓄电池已充满。依据这一原理,在控制器中设置电压测量和电压比较电路,通过对 D 点电压值的监测,即可判断蓄电池是否应结束充电。对于开口式固定型铅酸蓄电池,标准状态 (25℃, 0.1C 充电率) 下的充电终止电压 (D 点电压) 约为 2.5V;对于阀控密封式铅酸蓄电池,标准状态 (25℃, 0.1C 充电率) 下的充电终止电压约为 2.35V。在控制器里比较器设置的 D 点电压称为“门限电压”或“电压阈值”。由于光伏发电系统的充电率一般都小于 0.1C,因此蓄电池的充满点一般设定在: 2.45~2.5V (固定式铅酸电池) 和 2.3~2.35V (阀控密封电池)。

蓄电池充电控制的目的是在保证蓄电池被充满的前提下尽量避免电解水。蓄电池充电过程的氧化还原反应和水的电解反应都与温度有关。温度升高,氧化还原反应和水的分解都变得容易,其电化学电位下降,此时应当降低蓄电池的充满门限电压,以防止水的分解。温度降低,氧化还原反应和水的分解都变得困难,其电化学反应电位升高,此时应当提高蓄电池的充满门限电压,以保证将蓄电池被充满,同时又不会发生水的大量分解。在光伏发电系统和风光互补发电系统中,蓄电池的电解液温度有季节性的长周期变化,也有因受局部环境影响的波动,因此要求控制器具有对蓄电池充满门限电压进行自动温度补偿的功能。温度系数一般为单只电池 - (3~5)mV/℃ (标准条件为 25℃), 即当电解液温度 (或环境温度) 偏离标准条件时, 每升高 1℃, 蓄电池充满门限电压按照每只电池向下调整 3~5mV; 每降低 1℃, 蓄电池充满门限电压按照每只电池向上调整 3~5mV。蓄电池的温度补偿系数也可查阅蓄电池技术说明书或向生产厂家查询。对于蓄电池的过放电保护门限电压一般不作温度补偿。

3.2 蓄电池过放电保护基本原理

目前,在光伏发电系统和风光互补发电系统中使用最多的仍然是铅酸蓄电池,因此下面仅以铅酸蓄电池为例介绍控制器的过放电保护原理。

3.2.1 铅酸蓄电池放电特性

铅酸蓄电池放电特性如图 2.5-12 所示。由放电曲线可以看出,蓄电池放电过程有三个阶段,开始(OE)阶段电压下降较快,中期(EG)阶段电压缓慢下降,延续较长时间,G点后的电压急剧下降。电压随放电过程不断下降的原因主要有三个,首先是随着蓄电池的放电,酸浓度降低,引起电动势降低,其次是活性物质的不断消耗,反应面积减小,使极化不断增加,第三是由于硫酸铅的不断生成,使电池内阻不断增加,内阻随放电增大。G点电压标志着蓄电池已接近放电终了,应立即停止放电,否则会给铅酸蓄电池带来不可逆转的损坏。

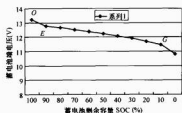


图 2.5-12 铅酸蓄电池放电曲线

3.2.2 常规过放电保护原理

通过上述对蓄电池放电特性的分析可知,在蓄电池放电过程中,当放电到相当于 G 点的电压出现时就标志着该电池已放电终了。依据这一原理,在控制器中设置电压测量和电压比较电路,通过监测出 G 点电压值,即可判断蓄电池是否应结束放电。对于开口式固定型铅酸蓄电池,标准状态(25℃,0.1C 放电率)下的放电终止电压(G 点电压)约为 1.75~1.8V。对于阀控密封式铅酸蓄电池,标准状态(25℃,0.1C 放电率)下的放电终止电压约为 1.78~1.82V。在控制器里比较器设置的 G 点电压称为“门限电压”或“电压阈值”。

3.2.3 蓄电池剩余容量控制法

在很多领域,铅酸蓄电池是作为启动电源或备用电源使用,如汽车启动电瓶和 UPS 电源系统。这种情况下,蓄电池处于浮充状态或充满电的状态,运行过程中其剩余容量或荷电状态 SOC(State of Charge)始终处于较高的状态(80%~90%),而且有高可靠的、一旦蓄电池过放电就能将蓄电池迅速充满的充电电源。蓄电池在这种使用条件下很不容易被过放电,因此使用寿命较长。在光伏和风力发电系统中,蓄电池的充电电源来自太阳能电池和风力发电机组,其保证率远远低于有交流电的场合,气候的变化和用户的过量用电都很容易造成蓄电池的过放电。铅酸蓄电池在使用过程中如果经常深度放电(SOC 低于 20%),则蓄电池的使用寿命将会大大缩短。反之,如果蓄电池在使用过程中一直处于浅放电(SOC 始终大于 50%)状态,则蓄电池使用寿命将会大大延长。

从图 2.5-13 可以看出,当放电深度 DOD(SOC=1-DOD)等于 100%时,循环寿命只有 350 次,如果放电深度控制在 50%,则循环寿命可以达到 1000 次,当放电深度控

制在 20%时,循环寿命甚至达到 3000 次。剩余容量控制法指的是蓄电池在使用过程中(蓄电池处于放电状态时),系统随时检测蓄电池的剩余容量(SOC),并根据蓄电池的荷电状态 SOC,自动调整负载的大小或调整负载的工作时间,使负载和蓄电池剩余容量相匹配,以确保蓄电池的剩余容量不低于设定值(如 50%),从而保护蓄电池不被过放电。

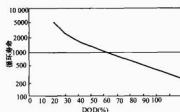


图 2.5-13 蓄电池循环寿命与放电深度(DOD)的关系

要想根据蓄电池的剩余容量对蓄电池的放电过程进行控制,就要求能够准确测量蓄电池的剩余容量。对于蓄电池剩余容量的检测,通常有几种办法,如电解比重法,开路电压法,放电法和内阻法。电解比重法对于阀控密封铅酸蓄电池不适用;开路电压法是基于 Nernst 热力学方程电解比重与开路电压有确定关系的原理,对于新电池尚可采用,蓄电池使用后期,当其容量下降后,开路电压的变化已经无法反映真实剩余容量。此外,开路电压法还无法进行在线测试;内阻法是根据蓄电池内阻与蓄电池的容量有着更为确定的关系,但通常必须先测出某一规格和型号蓄电池的内阻-容量曲线,然后采用比较法通过测量内阻得知同型号、同规格蓄电池的剩余容量,通用性比较差,测量过程也相当复杂。

还可以根据铅酸蓄电池的剩余容量与其充放电率、充放电过程中的端电压、电解比重、内阻等各个物理化学参数之间相互影响,建立蓄电池剩余容量的数学模型。要求数学模型能够较为准确地反映出各个物理化学参数的变化对蓄电池剩余容量的影响。有了通用性强的、能够反映各个物理化学参数连续变化对蓄电池荷电状态影响的数学模型,就可以很方便地在线测量蓄电池的剩余容量,从而进一步根据蓄电池的剩余容量对蓄电池的放电过程进行控制。

3.2.4 蓄电池剩余容量(SOC)的数学模型

对蓄电池剩余容量的检测,通常有电解比重法,开路电压法,放电法和内阻法等。电解比重法对于阀控密封铅酸蓄电池不适用;开路电压法,是基于 Nernst 热力学方程电解比重与开路电压有确定关系的原理,对于新电池尚可采用,蓄电池使用后期,当其容量下降后,开路电压的变化已经无法反映真实剩余容量。此外,开路电压法还无法进行在线测试;内阻法,是根据蓄电池内阻与蓄电池的容量有着更为确定的关系,但通常必须先测出某一规格和型号蓄电池的内阻-容量曲线,然后采用比较法通过测量内阻得知同型号、同规格蓄电池的剩余容量,通用性比较差,测量过程也相当复杂。

这里试图建立铅酸蓄电池的剩余容量与其充放电率、充放电过程中的端电压、电解比重、内阻等各个物理化学参数之间的数学模型。要求数学模型能够较为准确地反映出各个物理化学参数的变化对蓄电池剩余容量的影响。有了这样的通用性强的、能够反映各个物理化学参数连续变化对蓄电池荷电状态影响的数学模型,就可以很方便地在线测量蓄电池的剩余容量。蓄电池剩余容量的数学模型在文献中很少见

到, 给出固定式铅酸蓄电池剩余容量的数学模型如下:

蓄电池放电模型

$$U = U_0 - I / Ah (0.189 / SOC + IR) \quad (2.5-1)$$

蓄电池充电模型

$$U = U_0 + I [0.189 / (1.142 - SOC) + IR] / Ah + (SOC - 0.9) \times \ln[300(I / Ah) + 1.0] \quad (2.5-2)$$

式中: SOC 为蓄电池剩余容量; U 为实测电压; Ah 为标称容量; T 为环境温度; I 为充电电流或放电电流; 静止电压为 $U_0 = 2.094 \times [1 - 0.001 \times (T - 25^\circ\text{C})]$; 蓄电池内阻 $IR = 0.15 \times [1 - 0.02 \times (T - 25^\circ\text{C})]$ (注: 充电模型中最后一项只有当 $U > 2.28\text{V}$ 时才有)。

但是上述数学模型没有反映出初始液比重对于 U_0 的影响, 而且计算结果与试验数据差距太大, 无法实际应用。为了建立通用性强的蓄电池剩余容量 (SOC) 的数学模型, 必须综合考虑蓄电池的热力学和动力学特性, 才能比较准确地描述蓄电池充放电过程中其端电压、放电率等参数与容量的关系。

电池的热力学 Nernst 方程

$$E = E^\circ + RT/nF \times \ln(a_1/a_2) \quad (2.5-3)$$

式中: E° 为热力学平衡电动势 2.04V ; R 为热力学常数, $8.314\text{J}/(\text{K} \cdot \text{mol})$; T 为热力学温度 K 在 25°C 时, $T = (273 + 25) \text{K} = 298\text{K}$; n 为反应金属离子价数, $\text{Pb}-\text{PbSO}_4$ 为 2 价, $\text{PbO}_2-\text{PbSO}_4$ 为 2 价; F 为法拉第常数, $F = 96487\text{C}/\text{mol}$; a_1 为产物的浓 (活) 度; a_2 为反应物的浓 (活) 度。

铅酸蓄电池由铅电极 (负极) 和二氧化铅电极 (正极) 组成。

铅电极放电反应



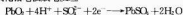
铅电极充电反应



铅电极电动势

$$E_- = E_-^\circ + 0.059 \cdot 1/2 \times \log(K_{sp}/[\text{SO}_4^{2-}]) \\ = -0.356 + 0.059 \cdot 1/2 \times \log(1/[\text{SO}_4^{2-}])$$

二氧化铅电极放电反应



二氧化铅电极充电反应



二氧化铅电极电动势

$$E_+ = E_+^\circ + 0.059 \cdot 1/2 \times \log[\text{H}^+]^4 [\text{SO}_4^{2-}] \\ = 1.685 + 0.059 \cdot 1/2 \times \log[\text{H}^+]^4 [\text{SO}_4^{2-}]$$

铅酸蓄电池电动势

$$E = E_+ - E_- \\ = 1.685 + 0.059 \cdot 1/2 \times \log[\text{H}^+]^4 [\text{SO}_4^{2-}] - \\ 0.356 + 0.059 \cdot 1/2 \times \log(1/[\text{SO}_4^{2-}]) \\ = 2.04 + 0.059 \cdot 1/2 \times \log[\text{H}^+]^4 [\text{SO}_4^{2-}]^2$$

电液密度对铅酸蓄电池的电动势 (即开路电压) 有直接的影响, 电液密度越高, 电动势也越高, 电液密度越低, 电动势也越低。密封铅酸蓄电池充满电时, 电液比重为 $1.28 \sim 1.30$, 电动势的范围在 $2.14 \sim 2.17\text{V}$; 密封铅酸电池放电时, 电液密度为 $1.14 \sim 1.15$, 电动势的范围在 $2.00 \sim 2.08\text{V}$; 固定式铅酸蓄电池的密度比密封电池低, 充满电时电液密度为 $1.21 \sim 1.25$, 电动势的范围在 $2.05 \sim 2.10\text{V}$; 放电时, 电液密度为 $1.08 \sim 1.10$, 电动势的范围在 $1.90 \sim 1.95\text{V}$ 。

铅酸蓄电池在充电和放电状态下, 热力学平衡被打破, 正极和负极都偏离其平衡电位, 发生了电极极化。充电时蓄电池的正极向更正的方向偏离, 负极向更负的方向偏离, 蓄电池的端电压高于静态电压: $U_c = U_0 + U_p$; 放电时蓄电池的正极向负的方向偏离, 负极向正的方向偏离, 蓄电池的端电压低于静态电压: $U_d = U_0 - U_p$ 。

极化电势包括电化学极化、浓差极化和欧姆极化三项

$$U_p = \eta_a + \eta_c + \eta_r \quad (2.5-4)$$

电化学极化符合以下规律:

Tafel 电极极化方程

$$\eta_a = a + b \times \log i \quad (2.5-5)$$

式中: i 为电流密度 (A/cm^2); 浓差极化 η_c 符合 Nernst 方程规律; 欧姆极化由蓄电池的欧姆内阻和非欧姆内阻引起。

$$\eta_r = I \times IR \quad (2.5-6)$$

$$U_c = U_0 + U_p + I \times IR$$

$$= E^\circ + RT/nF \times \log(1 + SOC/\text{DOD}) + (\eta_a + \eta_c) + I/Ah \times IR(1 - SOC) \quad (2.5-7)$$

式中: U_0 为实测的蓄电池充电过程中的端电压; U_0 为蓄电池充电初始 (或放电终了) 的静态电压; U_p 为蓄电池充电过程的阴极和阳极极化电位之和; I/Ah 为蓄电池的充电率; IR 为蓄电池的内阻。

$$U_d = U_0 - U_p - I \times IR$$

$$= E^\circ - RT/nF \times \log(1 + \text{DOD}/\text{SOC}) - (\eta_a + \eta_c) - I/Ah \times IR \times (1 - \text{SOC}) \quad (2.5-8)$$

式中: U_0 为实测的蓄电池放电过程中的端电压; U_0 为蓄电池放电初始 (或充电终了) 的静态电压; U_p 为蓄电池放电过程的阴极和阳极极化电位之和; I/Ah 为蓄电池的放电率; IR 为蓄电池的内阻。

在确定数学模型时, 除了要符合上述电化学规律, 还应当考虑到以下因素:

(1) 蓄电池在不同的荷电状态下, 其电动势 (端电压) 由于反应物和生成物比例的变化而变化。充电过程中, 剩余容量 (SOC) 越小, 引起的端电压变化越小; 放电过程中, 剩余容量 (SOC) 越小, 引起的端电压变化越大。

(2) 蓄电池在不同的荷电状态下, 对电极极化的影响也不相同。充电过程中, 剩余容量 (SOC) 越小, 引起的电极极化越小; 放电过程中, 剩余容量 (SOC) 越小, 引起的电极极化越大。

(3) 蓄电池在不同的荷电状态下, 对欧姆极化的影响也不相同。剩余容量 (SOC) 低, 说明是蓄电池的放电后期 (或充电初期), 电极表面生成硫酸铅, 电解密度也有所降低, 欧姆内阻增大; 剩余容量 (SOC) 高, 说明是蓄电池处于放电初期 (或充电后期), 电极表面的硫酸铅已经大部分转换成了铅和二氧化铅, 电解密度也有所增加, 欧姆内阻减小。

(4) 蓄电池的充放电率可以近似代表充放电的电流密度。

(5) 蓄电池的充放电率将影响到极化超电动势和内阻引起的极化电势, 不影响平衡电势。

(6) 电液密度将影响到蓄电池的电动势和内阻。

(7) 电液密度将影响到蓄电池的电动势和内阻。

(8) 温度主要影响蓄电池的实际容量 (额定容量) 和蓄电池的内阻。温度对实际容量的影响

$$C_a = C_n \times [1 + K(T - 25)]$$

式中: C_a 为任何温度下的蓄电池实际容量; C_n 为蓄电池在

25℃下的额定容量; T 为实际温度; K 为温度系数, 大约在 0.005~0.008/℃ 之间。温度对内阻的影响: 0~30℃, 温度每升高 10℃, 内阻降低大约 10%; -20℃~0℃, 温度每降低 10℃, 内阻大约增大 15%。

(9) 使用年限主要影响电池的额定容量, 使用年限越长, 容量损失越大, 每年的容量损失依蓄电池类型和使用条件的不同而不同, 年容量损失系数在: 2%~10% 之间, 对于阀控式密封铅酸蓄电池, 正常使用条件下大约每年衰减约 5% 左右。

(10) 蓄电池放电过程的电压变化 (2.15~1.80V) 小于充电过程的电压变化 (1.90~2.45V)。

由上面的分析, 得出如下蓄电池剩余容量放电和充电过程的数学模型

$$U_t = [U_i - a \times \log(1 + \text{DOD}/\text{SOC}) - b \times \log(1 + I/[Ah \times (1 + K(T - 25))]) \times \text{DOD} \times 100] - I/[Ah \times [1 + K(T - 25)]] \times c[0.01 \times (25 - T)] \times \text{DOD} \quad (2.5-9)$$

式中: a 为由于反应物和生成物比例改变引起的电压变化的常数, 0.1~0.2; b 为电化学极化项常数, 0.1~0.15; c 为内阻极化项常数, 0.08~0.15。

$$U_c = [U_i + d \times \log(1 + \text{SOC}/\text{DOD}) + e \times \log(I/[Ah \times [1 + K(T - 25)]] \times \text{SOC} \times 100) + I/[Ah \times [1 + K(T - 25)]] \times f \times 0.01 \times (25 - T) \times \text{DOD} \quad (2.5-10)$$

式中: d 为由于反应物和生成物比例改变引起的电压变化的常数, 0.1~0.2; e 为电化学极化项常数, 0.2~0.25; f 为内阻极化项常数, 0.15~0.25。

3.2.5 蓄电池剩余容量 (SOC) 放电过程控制

采用蓄电池剩余容量控制法设计的控制器, 可以对蓄电池的放电进行全过程控制, 主要用于无人值守且允许适当调整工作时间的光伏发电系统, 最典型的是太阳能路灯。表 2.5-4 给出一个太阳能路灯系统在蓄电池不同 SOC 情况下, 对路灯工作时间的调整。

表 2.5-4 太阳能路灯系统在不同 SOC 情况下工作时间的调整

蓄电池的剩余容量 (%)	负载工作时间 (h)
SOC > 90	12
70 > SOC > 90	8
50 < SOC < 70	6
10 < SOC < 50	4

也可以将负荷分成不同的等级, 控制器根据蓄电池的剩余容量状态, 调整负荷的功率, 也可以达到同样的目的。对于负荷时间和功率不允许自动调整的负荷, 可以将蓄电池的剩余容量在控制器上显示出来, 以便用户随时了解蓄电池的荷电状态, 人工采取必要的调整措施。

3.3 充放电控制器的基本技术参数

- (1) 太阳能电池输入路数: 1~12 路。
- (2) 最大充电电流: 0~200A。
- (3) 最大放电电流: 0~200A。
- (4) 控制器最大自身耗电不得超过其额定充电电流的 1%。
- (5) 输入输出开关器件: 继电器或 MOSFET 模块。
- (6) 箱体结构: 台式、壁挂式、柜式。
- (7) 工作温度范围: -15~+55℃。

(8) 环境湿度: 90%。

3.4 充放电控制器的分类

光伏充放电控制器基本上可分为并联型、串联型、脉宽调制型、多路控制型、智能型和最大功率跟踪型 6 种类型。

3.4.1 并联型控制器

当蓄电池充满时, 利用电子部件把光伏阵列的输出分流到并联电阻器或功率模块上去, 然后以热的形式消耗掉。因为这种方式消耗热能, 所以一般用于小型、低功率系统, 例如电压在 12V、20A 以内的系统。这类控制器很可靠, 没有串联回路的电压降, 也没有如继电器之类的机械部件。这种控制方式虽然简单易行, 但由于采用旁路方式, 如果太阳能电池组件中的个别电池受遮挡或有污渍, 容易引起热斑效应。

3.4.2 串联型控制器

利用机械式继电器的开关触点或固态开关器件控制充电过程, 开关串接在太阳能电池和蓄电池之间, 当蓄电池被充满时断开充电回路; 串联开关也可用于在夜间切断光伏阵列, 替代防反充二极管。

3.4.3 脉宽调制型控制器

它以 PWM 脉冲方式开关光伏阵列的输入。当蓄电池趋向充满时, 脉冲的宽度变窄, 充电电流减小, 而当蓄电池电压回落, 脉冲宽度变宽, 符合蓄电池的充电要求。用于实现脉宽调制功能的开关器件可以串联在太阳能电池和蓄电池之间, 也可以与太阳能电池并联, 形成旁路控制。按照美国桑地国家实验室的研究和佛罗里达太阳能研究中心的测试结果, 脉宽调制控制器的充电效率比简单断开/恢复式 (或叫两点式) 控制器高 30%, 更有利于蓄电池容量的迅速恢复和蓄电池的总循环寿命的提高。

3.4.4 多路控制型

对于 10kW 以上的大型光伏电站, 普遍采用多路控制技术, 即太阳能电池分成多组对蓄电池充电, 当蓄电池接近充满时, 通过控制器将太阳能电池逐路断开, 而当蓄电池的电压回落, 控制器又将太阳能电池逐路接通, 达到了随蓄电池充满电流渐小, 蓄电池充电电流增大的目的, 完全可以达到 PWM 控制器的效果, 符合蓄电池的充电要求。

3.4.5 智能型控制器

采用带 CPU 的单片机对光伏电源系统的运行参数进行高速实时采集, 并按照一定的控制规律由软件程序对单路或多路光伏阵列进行切换/接通控制。智能型控制器的最大优势还在于它可以具备对光伏系统运行数据采集和远程数据传输的功能。

3.4.6 最大功率跟踪型控制器

将太阳能电池的电压 U 和电流 I 检测后相乘得到功率 P , 然后判断太阳能电池此时的输出功率是否达到最大, 若不在最大功率点运行, 则调整脉宽, 调节输出占空比 D , 改变太阳能电池的工作点, 再次进行实时采样, 并做出是否改变占空比的判断, 通过这样寻优过程可保证太阳能电池始终运行在最大功率点。这种类型的控制器可使太阳能电池方始终保持在最大功率点状态, 以充分利用太阳能电池方阵的输出能量, 同时采用 PWM 调制方式, 使充电电流成为脉冲电流, 以减少蓄电池的极化, 提高充电效率。最大功率跟踪控制器更多用于没有蓄电池的光伏水泵系统和并网发电系统。

3.5 并联型和串联型控制器基本电路与工作原理

3.5.1 单路并联型充放电控制器

并联型充放电控制器基本电路如图 2.5-14 所示。

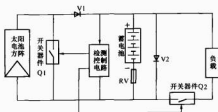


图 2.5-14 并联型充放电控制器原理图

并联型充放电控制器充电回路中的开关器件 Q1 是并联在太阳能电池方阵的输出端，当蓄电池电压大于“充满切离电压”时，开关器件 V1 导通，同时二极管 V1 截止，则太阳能电池方阵的输出电流直接通过 Q1 短路泄放，不再对蓄电池进行充电，从而保证蓄电池不会出现过充电，起到“过充电保护”作用。

V1 为防“反充电二极管”，只有当太阳能电池方阵输出电压大于蓄电池电压时，V1 才能导通，反之 V1 截止，从而保证夜晚或阴雨天气时不会出现蓄电池向太阳能电池方阵反向放电，起到“放反向充电保护”作用。

开关器件 Q2 为蓄电池放电控制开关，当负载电流大于额定电流出现过载或负载短路时，Q2 关断，起到“输出过载保护”和“输出短路保护”作用。同时，当蓄电池电压小于“过放电压”时，Q2 也关断，进行蓄电池的“过放保护”。

V2 为“防反接二极管”，当蓄电池极性接反时，V2 导通使蓄电池通过 V2 短路放电，产生很大电流快速将熔丝 BX 烧断，起到“防蓄电池反接保护”作用。

检测控制电路随时对蓄电池电压进行检测，一般采用流密特回差电路，当电压高于“充满切离电压”时使 Q1 导通进行“过充电保护”，当电压回落到某一数值时，Q1 断开，恢复充电；放电控制也类似，当电压低于“过放电压”时，Q2 关断，切离负载，进行“过放保护”，而当电压回升到某一数值时，Q2 再次接通，恢复放电。

3.5.2 串联型充放电控制器

串联型充放电控制器基本电路如图 2.5-15 所示。

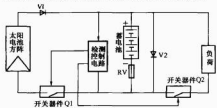


图 2.5-15 串联型充放电控制器原理图

串联型充放电控制器和并联型充放电控制器电路结构相似，唯一区别在于开关器件 Q1 的接法不同，并联型 Q1 并联在太阳能电池方阵输出端，而串联型 Q1 是串联在充电回路中。当蓄电池电压大于“充满切离电压”时，Q1 关断，使太阳能电池不再对蓄电池进行充电，起到“过充电保护”作用。

其他元件的作用和串联型充放电控制器相同，也属于简单带回差电压的接通/断开型控制器，不再赘述。

3.6 脉宽调制 (PWM) 三阶段充电控制器

太阳能电池的成本很高，占到太阳能路灯总造价的 60%

以上，提高太阳能电池的利用率和充电效率则能够更有效地利用宝贵的太阳能，使蓄电池处于良好的工作状态。PWM 充电方式可以随着蓄电池的充满，电流逐渐减小，符合蓄电池对于充电过程的要求，能够有效地消除极化，有利于完全恢复蓄电池的电量。三阶段充电方式包括均衡充电、快速充电和浮充电。蓄电池没有发生过放，正常工作时采用浮充电，可以有效防止过充电，减少水分的散失；当蓄电池的放电深度超过 70%，则实施一次快速充电，有利于完全恢复蓄电池的容量；一旦放电深度 (DOD) 超过 40%，则实施一次均衡充电，不但有利于完全恢复蓄电池的容量，轻微的放气还能够起到搅拌作用防止蓄电池内电解液的分层。

根据美国弗罗里达州太阳能研究中心的测试结果，采用脉宽调制 (PWM) 三阶段充电方式的控制器比简单的充满—断开控制器的充电效率要高出 30% (见图 2.5-16)。PWM 三阶段充电法可以最大限度地利用昂贵的太阳能电池，大大提高充电效率，还能够保证蓄电池始终处于良好的工作状态。

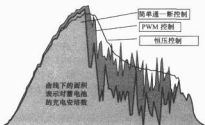


图 2.5-16 简单充满—断开控制器和 PWM 控制器充电效率比较

PWM 三阶段充电控制器的主电路与旁路型和串联型控制器基本一致，只是开关器件一般选用 MOSFET，不能用继电器，控制方式也与简单的接通/断开式控制器大不相同。脉宽调制电路原理如图 2.5-17 所示。

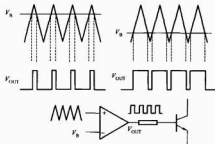


图 2.5-17 脉宽调制 (PWM) 控制原理

比较器的调制波为三角波，从正端输入，蓄电池的直流采样电压从比较器的负端输入，用直流电压切割三角波，在比较器的输出端形成一组脉宽调制波，用这组脉冲控制开关晶体管的导通时间，达到控制充电电流的目的。从图 2.5-17 可以看出，对于串联型控制器，当蓄电池的电压上升，脉冲宽度变窄，充电电流变小；当蓄电池的电压下降，脉冲宽度变宽，充电电流增大。对于旁路型的控制器，蓄电池的直流采样电压和调制三角波在控制器的输入应当掉过来，以达到随蓄电池电压的升高旁路电流增大（充电电流减小），随电

压回落旁路电流减小(充电电流增大)的目的。

3.7 多路控制器

3.7.1 系统框图和控制主电路

多路型光伏电源控制器主要用于 5kW 以上的太阳能电源系统中,控制器主电路图如图 2.5-18 所示。

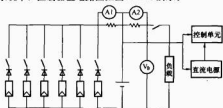


图 2.5-18 多路控制器原理图

3.7.2 工作原理

(1) 太阳能电池。分 4~10 个方阵支路输入,每路的最大充电电流为 10~20A。

(2) 防反充。当太阳能电池不向蓄电池充电时,阻断蓄电池电流倒流回太阳能电池。

(3) 充满控制。当蓄电池电压上升到蓄电池充满电压(对于 48V 系统,充满电压为 56.4V)时,进行充满控制,将太阳能电池方阵逐路切断充电回路,当电压回落到充满恢复电压(48V 系统为 52V)时,逐路接通太阳能电池方阵,恢复充电。

(4) 欠电压指示及告警。当蓄电池电压下降到欠电压点(48V 系统为 45V)时,进行过放指示并蜂鸣器告警。通知用户应立即给蓄电池充电,否则蓄电池将过放电,从而影响蓄电池的寿命。当电压回升到欠电压恢复电压(48V 系统为 50V)时,解除告警。

(5) 过放点控制。当蓄电池电压下降到过放点(48V 系统为 42V)时,进行过放控制,强迫将负荷切断。否则蓄电池将过放电,从而影响蓄电池的寿命。当电压回升到过放恢复电压(48V 系统为 50V)时,恢复对负载供电。

3.7.3 多路控制器的优点

对于功率较大的系统,多路控制器将电流分散到各个支路,对于元器件的选择很方便。多路控制器在蓄电池接近充满时逐路切断太阳能电池的支路,电流是逐渐减小的,符合蓄电池对于充电过程的要求,起到了同 PWM 控制器同样的效果,但电路简化了很多,可靠性也相应提高了很多。因此,对于充电电流超过 20A 的光伏发电系统,基本都采用多路控制器。

3.8 智能型控制器

严格意义上讲,凡是采用计算机控制的控制器都应称之为智能控制器。这里所说的智能控制器专指具有充放电控制、运行数据采集、数据显示、存储、打印、远程控制数据传输,甚至远程控制全套功能的控制器,仅采用计算机进行充放电控制的不包括在此。

智能控制器的主电路同其他控制器一样,也可以是并联型、串联型、PWM 型和多路型。该控制器采用高速 CPU 微处理器和高精度 A/D 模数转换器,构成一个微机数据采集和监测系统。既可快速实时采集光伏系统当前的工作状态,又可详细积累光伏电站的历史数据,为评估光伏系统设计的合理性及检验系统部件质量的可靠性提供了准确而充分的依据。此外,该控制器还具有串行通信数据传输功能,

可将多个光伏系统子站进行集中管理和远距离控制。

3.8.1 智能控制器的主要功能

(1) 蓄电池充电控制。采用先进的“强充(BOOST)/递减(TAPER)/浮充(FLOAT)自动转换充电方法”,依据蓄电池组端电压的变化趋势自动调整充电电流,或控制多路太阳能电池方阵的依次接通或切断,既可充分利用宝贵的太阳能电池资源,又可保证蓄电池组安全而可靠的工作。

(2) 蓄电池过放电控制。当蓄电池发生过放电时,自动切断负载,以保护蓄电池。

(3) 数据采集和存储。采用高精度 12 位串行 A/D 转换器,对“当前状态参数”进行实时快速采集,并存储至掉电不丢失数据的 EEPROM 存储器中。该存储器还可保存前 100 天的“历史数据”。“当前数据”、“历史数据”及“控制设置参数”等可由 4×4 矩阵按键选择,并由 16×2 字符液晶显示器显示工作状态及统计数据。

(4) 通信功能。主站与每台控制器可以进行远距离数据传输。

3.8.2 智能控制器硬件结构

智能控制器控制电路结构如图 2.5-19 所示。

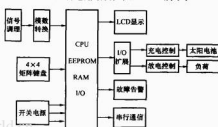


图 2.5-19 智能控制器控制电路结构

典型的单片机及外围电路介绍如下:

3.8.2.1 CPU、EEPROM、RAM、I/O 单片微处理器

可以采用 ATMEL 公司的 89C55 单片机,较之常用的 Intel8051 8 位微处理器,前者具有集成度高(内含 CPU、ROM、RAM、I/O 等),内存容量大(内有 20K 字节在线可编程电擦除闪存存储器 EEPROM),宽工作电压范围(2.70~6V),运行速度快(时钟可高达 24MHz),低功耗(闲置模式时为 1.7~5mA,掉电模式仅 5~50uA)等独特优点。它不需增加外围芯片即可独立构成一个完整的 8 位微处理器单片机,是近年来新推出的很有推广价值的新型芯片。

3.8.2.2 LCD 液晶显示器

可以采用 MDLS 16 位×2 行带背光字符液晶显示器模块,具有字符显示清晰、屏幕显示格式可灵活编程、背光亮度、对比度可控、耗电小等优点。为避免平时不需观察屏幕也一直开亮度显示,本控制器可定时查询,如果超过 10min 无按键操作,将自动关闭 LCD 显示器,以节约功耗,当需要显示时,按任意键可自动恢复显示。

3.8.2.3 自定义 4×4 矩阵键盘

由于控制器采集当前数据、存储历史数据和设置参数较多,而 LCD 显示只有两行,每行显示 16 个字符,所以设计有 4×4 矩阵键盘,分别定义 16 个按键,通过选择不同的按键,可使 LCD 显示器分屏显示蓄电池电压、负载电压、6 路太阳能电池方阵电压、充电电流、放电电流等参数,前 32 天的历史数据浏览和控制设置参数的改变,也可选择对应按键进行操作。该键盘设计为防潮型薄膜键盘,厚度薄、尺寸小、密封性能好、按键通断可靠性高。

3.8.2.4 RS232 异步串行通信接口

对于偏远地区(高山、海岛、边远等)的光伏电站,由于交通不便,技术和经济力量薄弱,为保证光伏系统长期可靠运行,本控制器设计有 RS232 异步串行通信接口,可将下位机采集存储的“当前数据”、“历史数据”、“控制设置参数”串行传输上位机。

3.8.2.5 多路模拟开关和串行 A/D 模数转换器

对于不同类型的模拟信号,不论是正负极性的直流电压,高至 100A 的直流电流,还是微弱信号的温度传感器,经信号调理后统一变成 5V 的标准信号。如果采用 12 位串行 A/D 模数转换器,每一时刻只能处理一路模拟输入信号,因此需经多路模拟开关,由 CPU 发出选通地址,经串行 A/D 转换器依次转换为对应的 12 位二进制数字信号,送 CPU 进行数据处理。因该控制器输出输入的开关量较多,占用大量的 I/O 口线,所以采用串行 A/D 只占用少量 I/O 口线,以便节省出口线供其他开关量使用。此外,采用 12 位 A/D,可提高采样信号的测量精度。

3.9 最大功率跟踪控制器

从前面对于太阳能电池组件和方阵的介绍可以知道,我们希望太阳能电池能够总是工作在最大功率点附近,以充分发挥太阳能电池的作用。太阳能电池的最大功率点会随着光强和温度的变化而变化,而太阳能电池的工作点也会随着负载电压的变化而变化。如果不采取任何控制措施,而是直接将太阳能电池与负载连接,则很难保证太阳能电池工作在最大功率点附近,太阳能电池也不可能发挥出其应有的功率输出。最大功率跟踪控制器的作用就是通过直流变换电路和寻优控制程序,无论光强、温度和负载特性如何变化,始终使太阳能电池工作在最大功率点附近,充分发挥太阳能电池的效能,这种方法被称为“最大功率点跟踪”,即 MPPT (Maximum Power Point Tracking)。

从图 2.5-5 可知,太阳能电池的最大功率点随光强的变化呈现一条垂直线,即保持在同一电压水平上。因此,就提出可以采用恒压控制 (CVT; Constant Voltage Tracking) 来代替最大功率点跟踪 (MPPT)。这样的办法只需要保证太阳能电池在阳光下的,光强的变化远大于其结温的变化,采用 CVT 代替 MPPT 在大多数情况下是适用的。

对于环境温度变化较大的场合, CVT 控制就很难保证太阳能电池工作在最大功率点附近,图 2.5-20 给出了不同温度下太阳能电池最大功率点的变化,可以看出,随着太阳能电池结温的变化,最大功率点电压变化较大,如果仍然采用 CVT 代替 MPPT,则会产生很大的误差。

为了简化控制方案,又能够兼顾温度对太阳能电池电压的影响,可以采用改进 CVT 法,即仍然采用恒压控制,但增

加温度补偿。在恒压控制的同时监视太阳能电池的结温,对于不同的结温,调整到相应的恒压控制点即可。

MPPT 控制器要求始终跟踪太阳能电池的最大功率点,需要控制电路同时采样太阳能电池的电压和电流,并通过乘法器计算太阳能电池的功率,然后通过寻优和调整,使太阳能电池工作在最大功率点附近。MPPT 的寻优办法有很多,如:扰动观察法、导纳增量法、间歇扫描法、模糊控制法等。

太阳能电池作为一种直流电源,其输出特性完全不同于常规的直流电源,因此对于不同类型的负载,它的匹配特性也完全不同。负载的类型可以有电压接受型负载(如蓄电池)、电流接受型负载(如直流电动机)和纯阻性负载 3 种。

最典型的电压接受型负载是蓄电池,应当是与太阳能电池直接匹配最好的负载类型。太阳能电池电压随温度的变化大约只有 $0.4\%/^{\circ}\text{C}$ (电压随光强的变化就更小),基本可以满足蓄电池的充电要求。蓄电池充满电压到放电终止电压的变化大约从 +25% 到 -10%, 如果直接连接,失配损失大约平均 20%。采用 MPPT 跟踪控制,将使这样的匹配损失减少到 5%。

典型的电流接受型负载是带有恒定转矩机械负载(如活塞泵)的直流永磁电动机。光强恒定时太阳能电池与直流电动机有较好的匹配,但当光强变化时,将这类负载直接与太阳能电池连接的失配损失会很大,因为光强与光电流成正比。采用 MPPT 跟踪控制将会减小失配损失,有效提高系统的能量传输效率。

很显然,纯阻性负载与太阳能电池的匹配特性是最差的。

通常实现 CVT 或 MPPT 的电路通常采用斩波器来完成直流/直流变换,斩波器电路分为降压型变换器 (BUCK 电路) 和升压型变换器 (BOOST 电路)。

3.9.1 BUCK 电路

图 2.5-21 为 BUCK 电路原理图。

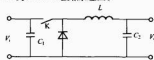


图 2.5-21 BUCK 电路原理图

BUCK 降压斩波电路实际上是一种电流提升电路,主要用于驱动电流接受型负载。直流变换是通过电感来实现的。

使开关 K 保持振荡,振荡周期 $T = T_{on} + T_{off}$, 当 K 接通时有

$$V_i = V_o + L \cdot di_L/dt \quad (2.5-11)$$

假设 T_{on} 时间足够短, V_i 和 V_o 保持恒定, 于是

$$i_L(T_{on}) - i_L(0) = (V_i - V_o)/L \times T_{on} \quad (2.5-12)$$

在开关 K 接通期间, 电感储能能量

$$\frac{1}{2} L \times i_L^2(T_{on})$$

当 K 断开时, 电感通过二极管将能量释放到负载

$$V_o = -L \cdot di_L/dt$$

假设 T_{off} 时间足够短, V_o 保持恒定, 于是

$$i_L(T_{on} + T_{off}) - i_L(T_{on}) = -V_o \times T_{off}/L \quad (2.5-13)$$

稳态条件可以写成

$$i_L(0) = i_L(T_{on} + T_{off})$$

于是

$$(V_i - V_o) \times T_{on}/L = V_o \times T_{off}/L, V_o = V_i \times T_{on}/(T_{on} + T_{off}) \quad (2.5-14)$$

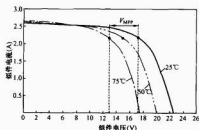


图 2.5-20 温度对太阳能电池最大功率点电压的影响

得到

$$V_o < V_i$$

因为流过电感的电流 i_L 不可能是负的, 连续传导条件为: $i_L(0) > 0$

于是

$$-V_o \times T_{off}/L > i_L(T_m) \quad (2.5-15)$$

得到

$$T_{off} < L \times i_L(T_m)/V_o \quad (2.5-16)$$

图 2.5-22 展示了 BUCK 变换器的输出电流变化。

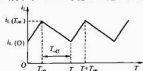


图 2.5-22 BUCK 变换器的输出电流变化

对于给定的振荡周期, 适当调整 T_m 就可以调整变换器的输入电压 V_i 等于太阳能电池的最大功率点电压。BUCK 电路的平均负荷电流 I_L 为

$$I_L = \frac{1}{T} \int_0^T i_L \times dt = i_L(T_m) \times T_m / 2L \quad (2.5-17)$$

BUCK 电路中的 2 只电容的作用是减少电压波动, 从而使输出电流得到提升并尽可能平滑。

3.9.2 BOOST 电路

图 2.5-23 为 BOOST 电路原理图。

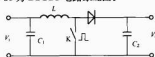


图 2.5-23 BOOST 电路原理图

BOOST 升压斩波电路主要用于太阳能电池对蓄电池充电的电路中。直流变换也是通过电感来实现的。

使开关 K 保持振荡, 振荡周期 $T = T_m + T_{off}$, 当 K 接通时

$$V_i = V_o + L \times di_L/dt \quad (2.5-18)$$

假设 V_i 在 T_m 时间内保持恒定, 电流变化可以写成

$$i_L(T_m) - i_L(0) = V_i \times T_m / L \quad (2.5-19)$$

在开关 K 接通期间, 电感储存能量

$$\frac{1}{2} L \times i_L^2(T_m)$$

当 K 断开时, 电感通过二极管将能量释放到负载

$$V_i - V_o = L \times di_L/dt$$

假设 T_{off} 时间足够短, 使 V_i 和 V_o 保持恒定, 于是

$$i_L(T_m + T_{off}) - i_L(T_m) = (V_i - V_o) \times T_{off}/L \quad (2.5-20)$$

稳态条件可以写成

$$i_L(0) = i_L(T_m + T_{off})$$

于是

$$V_i \times T_m / L = -(V_i - V_o) \times T_{off} / L \quad (2.5-21)$$

$$V_o = V_i \times (T_m + T_{off}) / T_{off} \quad (2.5-22)$$

得到

$$V_o > V_i$$

于是, 对于给定的振荡周期, 适当调整 T_m 就可以调整变换器的输入电压 V_i , 使其处于太阳能电池的最大功率点电压。

3.9.3 MPPT 控制的实现

无论采用哪一种斩波器 (BUCK 或 BOOST), 都必须要有闭环电路控制, 用于控制开关 K 的导通和断开, 从而使太阳能电池工作在最大功率点附近。

对于 CVT 或带温度补偿的 CVT, 只需要将太阳能电池的工作电压信号反馈到控制电路, 控制开关 K 的导通时间 T_m , 使太阳能电池的工作电压始终工作在最大功率点电压即可。

对于为蓄电池充电的 BOOST 电路, 只需要保证充电电流最大, 即可达到使太阳能电池有最大输出, 因此也只需将 BOOST 电路的输出电流信号反馈到控制电路, 控制开关 K 的导通时间 T_m , 使 BOOST 电路具有最大的充电电流输出即可, 如图 2.5-24 所示。



图 2.5-24 蓄电池充电的控制策略

对于真正的 MPPT 控制, 则需要对太阳能电池的工作电压和工作电流同时采样, 经过乘法运算得到功率数值, 然后通过一系列优化过程使太阳能电池工作在最大功率点附近。

无论是最大输出电流跟踪还是 MPPT 控制, 都要考虑电路的稳定、抗云干扰和误判的问题。

现代电子技术和元器件已经可以使 MPPT 控制电路的效率做到 95% 以上。

4 直流—交流逆变器

逆变器是电力电子技术的一个重要应用方面。众所周知, 整流器的功能是将 50Hz 的交流电整流成为直流电。而逆变器与整流器恰好相反, 它的作用是将直流电转换为交流电。这种对应于整流的逆向过程, 被称之为“逆变”。太阳能电池在阳光照射下产生直流电, 然而以直流电形式供电的系统有很大的局限性, 例如, 荧光灯、电视机、电冰箱、电风扇等均不能直接用直流电源供电, 绝大多数动力机械也是如此。此外, 当供电系统需要升高电压或降低电压时, 交流系统只需加一个变压器即可, 而在直流系统中升降压技术与装置则要复杂得多。因此, 除特殊用户外, 在光伏发电系统中都需要配备逆变器。逆变器还具备有自动调压或手动调压功能, 可改善光伏发电系统的供电质量。另外, 光伏发电最终将实现并网运行, 这就必须采用交流系统。综上所述, 逆变器已成为光伏发电系统中不可缺少的重要配套设备。

4.1 光伏发电系统对逆变器的技术要求

采用交流电力输出的光伏发电系统, 由光伏阵列、充放电控制器、蓄电池和逆变器四部分组成 (并网发电系统一般可省去蓄电池), 光伏发电系统对逆变器的技术要求如下:

(1) 要求具有较高的逆变效率。由于目前太阳能电池的价格偏高, 为了最大限度地利用太阳能电池, 提高系统效率, 必须设法提高逆变器的效率。

(2) 要求具有较高的可靠性。目前光伏发电系统主要用于边远地区, 许多电站无人值守和维护, 这就要求逆变器具有合理的电路结构, 严格的元器件筛选, 并要求逆变器具备

各种保护功能,如输入直流极性接反保护,交流输出短路保护,过热、过负荷保护等。

(3) 要求直流输入电压有较宽的适应范围。由于太阳能电池的端电压随负荷和日照强度而变化,蓄电池虽然对太阳能电池的电压具有钳位作用,但由于蓄电池的电压随蓄电池剩余容量和内部的变化而波动,特别是当蓄电池老化时其端电压的变化范围很大,如12V蓄电池,其端电压可在10~16V之间变化,这就要求逆变器必须在较大的直流输入电压范围内保证正常工作,并保证交流输出电压的稳定。

(4) 在中、大容量的光伏发电系统中,逆变器的输出应为失真度较小的正弦波。这是由于在中、大容量系统中,若采用方波供电,则输出将含有较多的谐波分量,高次谐波将产生附加损耗,许多光伏发电系统的负载为通信或仪表设备,这些设备对供电品质有较高的要求。另外,当中、大容量的光伏发电系统并网运行时,为避免对公共电网的电力污染,也要求逆变器输出失真度满足要求的正弦波形。

4.2 逆变器的分类和电路结构

有关逆变器分类的原则很多,如根据逆变器输出交流电压的相数,可分为单相逆变器和三相逆变器;根据逆变器使用的半导体器件类型不同,又可分为晶体管逆变器、晶闸管逆变器及可关断晶闸管逆变器等;根据逆变器线路原理的不同,还可分为自激振荡型逆变器、阶梯波叠加型逆变器和脉宽调制型逆变器等。为了便于光伏发电选用逆变器,这里仅以逆变器输出交流电压波形的不同进行分类,并对不同输出波形逆变器的特点做一简要说明。

4.2.1 方波逆变器

方波逆变器输出的交流电压波形为方波,如图2.5-25(a)所示。此类逆变器所使用的逆变线路也不完全相同,但共同的特点是线路比较简单,使用的功率开关管数量很少。设计功率一般在几十瓦至几百瓦之间。方波逆变器的优点是:价格便宜,维修简单。缺点是:由于方波电压中含有大量高次谐波,在以变压器为负载的用电器中将产生附加损耗,对收音机和某些通信设备也有干扰。此外,这类逆变器中有的调压范围不够宽,有的保护功能不够完善,噪声也比较大。

4.2.2 阶梯波逆变器

此类逆变器输出的交流电压波形为阶梯波,如图2.5-25(b)所示。逆变器实现阶梯波输出也有多种不同的线路,输出波形的阶梯数目也不一样。阶梯波逆变器的优点是:输出波形比方波有明显的改善,高次谐波含量减少,当阶梯达到17个以上时,输出波形可实现准正弦波。当采用无变压器输出时,整机效率很高。缺点是:阶梯波叠加线路使用的功率开关管较多,其中有些线路形式还要求有多组直流电源输入。这给太阳能电池方阵的分组与接线和蓄电池组的均衡充电均带来麻烦。此外,阶梯波电压对收音机和某些通信设备仍有一些高频干扰。

4.2.3 正弦波逆变器

这类逆变器输出的交流电压波形为正弦波,如图2.5-25(b)所示。正弦波逆变器的优点是:输出波形好,失真度低,对通信设备无干扰,噪声也很低。此外,保护功能齐全,对电感性和电容型负载适应性强。缺点是:线路相对复杂,对维修技术要求高,价格较贵。早期的正弦波逆变器多采用分立电子元件或小规模集成电路组成模拟式波形产生电路,直接用模拟50Hz正弦波切割几千赫兹至几万赫兹的三角波产生一个SPWM正弦脉宽调制的高频脉冲波形,经

功率转换电路、升压变压器和LC正弦化滤波器得到220V/50Hz单相正弦交流电压输出。但是这种模拟式正弦波逆变器电路结构复杂,电子元件数量多,整机工作可靠性低。随着大规模集成电路电子技术的发展,专用SPWM波形产生芯片(如HEF4752、SA838等)和智能CPU芯片(如MCS51、PIC16H INTEL80196等)逐渐取代小规模分立元件电路,组成数字式SPWM波形逆变器,使正弦波逆变器的技术性能和工作可靠性得到很大提高,已成为当前中、大型正弦波逆变器的优选方案。

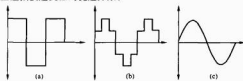


图 2.5-25 逆变器输出的交流电压波形

上述三种类型逆变器的分类特点,仅供光伏发电系统开发人员和用户在对逆变器进行识别和选型时提供参考。实际上,波形相同的逆变器在线路原理、使用器件及控制方法等方面仍有很大区别。

4.2.4 几种功率转换电路的比较

逆变器的功率转换电路一般有推挽逆变电路、全桥逆变电路和高频升压逆变电路三种,其主电路分别如图2.5-26~图2.5-28所示。

图2.5-26所示的推挽电路,将升压变压器的中心抽头接于正电源,两只功率管交替工作,输出得到交流电输出。由于功率晶体管共地连接,驱动及控制电路简单,另外由于变压器具有一定的漏感,可限制短路电流,因而提高了电路的可靠性。其缺点是变压器利用率低,带动感性负载的能力较差。

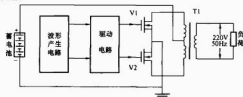


图 2.5-26 推挽式逆变器电路原理框图

图2.5-27所示的全桥逆变电路克服了推挽电路的缺点,功率开关管T3、T6和T4、T5反相,T3和T4相位互差180°,调节T3和T4的输出脉冲宽度,输出交流电压的有效值即随之改变。由于该电路具有能使T5和T6共同导通的功能,因而具有续流回路,即使对感性负载,输出电压波形也不会产生畸变。该电路的缺点是上、下桥臂的功率晶体管不共地,因此必须采用专门驱动电路或采用隔离电源。另外,为防止上、下桥臂发生共态导通,在T3、T6及T4、T5之间必须设计先关断后导通电路,即必须设置死区时间,

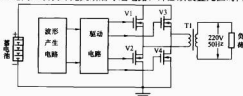


图 2.5-27 全桥式逆变器电路原理框图

其电路结构较复杂。

图 2-5-28 为高频升压电路, 由于推挽电路和全桥电路的输出都必须加升压变压器, 而工频升压变压器体积大, 效率低, 价格也较贵, 随着电力电子技术和微电子技术的发展, 采用高频升压变换技术实现逆变, 可实现高功率密度逆变。这种逆变电路的前级升压电路采用推挽结构 (T1、T2), 但工作频率均在 20kHz 以上, 升压变压器 B1 采用高频磁芯材料, 因而体积小、质量轻, 高频逆变后经过高频变压器变成高频交流电, 又经高频整流滤波电路得到高压直流电 (一般在 300V 以上), 再通过工频全桥逆变电路 (T3、T4、T5、T6) 实现逆变。采用该电路结构, 使逆变电路功率密度大大提高, 逆变器的空载损耗也相应降低, 效率得到提高。该电路的缺点是电路复杂, 可靠性比上述两种电路偏低。

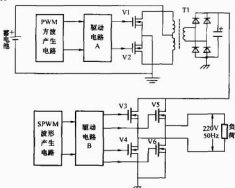


图 2-5-28 高频升压式逆变器电路原理图

4.3 逆变器的控制电路

上述几种逆变器的主电路均需有控制电路来实现, 一般有方波和正弦波两种控制方式。方波输出的逆变器电路简单, 成本低, 但效率低, 谐波成分大。正弦波输出是逆变器的发展趋势, 随着微电子技术的发展, 具有 PWM 功能的微处理器也已问世, 因此正弦波输出的逆变技术已经成熟。

4.3.1 方波输出的逆变器控制集成电路

方波输出的逆变器目前多采用脉宽调制集成电路, 如 SG3525、TL494 等。实践证明, 采用 SG3525 集成电路, 并采用功率场效应管作为开关功率器件, 能实现性价比比较高的逆变器, 由于 SG3525 具有直接驱动功率场效应管的能力, 并具有内部基准源和运算放大器及欠电压保护功能, 因此其外围电路很简单。

4.3.2 正弦波输出的逆变器控制集成电路

正弦波输出的逆变器, 其控制电路可采用微处理器控制, 如 INTEL 公司生产的 80C196MC、摩托罗拉公司生产的 MP16 以及 Microchip 公司生产的 pic16c73 等, 这些单片机均具有多路 PWM 发生器, 并设定上、下桥臂之间的死区时间。

4.4 逆变器功率器件的选择

逆变器的主功率器件的选择至关重要, 目前使用较多的功率器件有达林顿功率晶体管 (GTR)、功率场效应管 (MOSFET)、绝缘栅晶体管 (IGBT) 和可关断晶闸管 (GTO) 等。在小容量低压系统中使用较多的器件为 MOSFET, 因为 MOSFET 具有较低的通态压降和较高的开关频

率; 在高压大容量系统中一般均采用 IGBT 模块, 这是因为 MOSFET 随着电压的升高其通态电阻也随之增大, 而 IGBT 在中容量系统中占有较大的优势; 而在特大容量 (100kVA 以上) 系统中, 一般均采用 GTO 作为功率器件。

4.5 逆变器的主要技术性能指标

4.5.1 额定输出电压

在规定的输入直流电压允许的波动范围内, 它表示逆变器应能输出的额定电压值。对输出额定电压值的稳定精度有如下规定:

(1) 在稳态运行时, 电压波动范围应有一个限定, 例如, 其偏差不得超过额定值的 $\pm 3\%$ 或 $\pm 5\%$ 。

(2) 在负荷突变 (额定负荷的 $0\% \sim 50\% \sim 100\%$) 或有其他干扰因素影响动态情况下, 其输出电压偏差不应超过额定值的 $\pm 8\%$ 或 $\pm 10\%$ 。

4.5.2 逆变器应具有足够的额定输出容量和过载能力

逆变器的选用, 首先要考虑具有足够的额定容量, 以满足最大负荷下设备对电功率的需求。额定输出容量表征逆变器向负荷供电的能力。额定输出容量值高的逆变器可带更多的用电负荷。但当逆变器的负荷不是纯阻性时, 也就是输出功率小于 1 时, 逆变器的负荷能力将小于所给出的额定输出容量值。

对以单一设备为负荷的逆变器, 其额定容量的选取较为简单, 当用电设备为纯阻性负荷或功率因数大于 0.9 时, 选取逆变器的额定容量为用电设备容量的 $1.1 \sim 1.15$ 倍即可。在逆变器以多个设备为负荷时, 逆变器容量的选取要考虑几个用电设备同时工作的可能性, 专业术语称为“负载同时系数”。

4.5.3 输出电压稳定度

在独立光伏发电系统中均以蓄电池为储能设备。当标称电压为 12V 的蓄电池处于浮充电状态时, 端电压可达 13.5V, 短时间过充状态可达 15V。蓄电池带负荷放电终止时端电压可降至 10.5V 或更低。蓄电池端电压起伏可达标称电压的 30% 左右。这就要求逆变器具有较好的调压性能, 才能保证光伏发电系统以稳定的交流电压供电。

输出电压稳定度表征逆变器输出电压的稳压能力。多数逆变器产品给出的是输入直流电压在允许波动范围内该逆变器输出电压的偏差百分数, 通常称为电压调整率。高性能的逆变器应同时给出当负荷由 $0\% \rightarrow 100\%$ 变化时, 该逆变器输出电压的偏差百分数, 通常称为负荷调整率。性能良好的逆变器的电压调整率应小于或等于 $\pm 3\%$, 负荷调整率应小于或等于 $\pm 6\%$ 。

4.5.4 输出电压的波形失真度

当逆变器输出电压为正弦波时, 应规定允许的最大波形失真度 (或谐波含量)。通常以输出电压的总波形失真度表示, 其值不应超过 5% (单项输出指标允许 10%)。

4.5.5 额定输出功率

逆变器输出交流电压的频率应是一个相对稳定的值, 通常为工频 50Hz。正常工作条件下其偏差应在 $\pm 1\%$ 以内。

4.5.6 负荷功率因数

“负荷功率因数”表征逆变器带感性负荷或容性负荷的能力。在正弦波条件下, 负荷功率因数为 $0.7 \sim 0.9$ (滞后), 额定值为 0.9。

4.5.7 额定输出电流 (或额定输出容量)

该指标表示在规定的负载功率因数范围内, 逆变器的额定输出电流。有些逆变器产品给出的是额定输出容量, 其单

位以 VA 或 kVA 表示。逆变器的额定容量是当输出功率因数为 1 (即纯阻性负荷) 时, 额定输出电压与额定输出电流的乘积。

4.5.8 额定逆变输出效率

整机逆变效率高是光伏发电用逆变器区别于通用型逆变器的一个显著特点。10 千瓦级的通用型逆变器实际效率只有 70%~80%, 将其用于光伏发电系统时将带来总发电量 20%~30% 的电能损耗。光伏发电系统专用逆变器, 在设计中应特别注意减少自身功率损耗, 提高整机效率。这是提高光伏发电系统经济指标的一项重要措施。在整机效率方面对光伏发电专用逆变器的要求是: 千瓦级以下逆变器额定负荷效率大于或等于 80%~85%, 低负荷效率大于或等于 65%~75%; 10 千瓦级逆变器额定负荷效率大于或等于 85%~90%, 低负荷效率大于或等于 70%~80%。

逆变器的效率值表征自身功率损耗的大小, 通常以百分数表示。容量较大的逆变器还应给出满负荷效率值和低负荷效率值。千瓦级以下的逆变器效率应为 80%~85%, 10 千瓦级的逆变器效率应为 85%~90%。逆变器效率的高低对光伏发电系统提高有效电量和降低发电成本有着重要影响。

4.5.9 保护功能

光伏发电系统正常运行过程中, 因负荷故障、人员误操作及外界干扰等原因而引起的供电系统过流或短路, 是完全可能的。逆变器对外电路的过电流及短路现象最为敏感, 是光伏发电系统中的薄弱环节。因此, 在选用逆变器时, 必须要求具有良好的过电流及短路的自我保护功能。这是目前提高光伏发电系统可靠性的关键所在。

(1) 过电压保护。对于没有电压稳定措施的逆变器, 应有输出过电压的防护措施, 以使负载免受输出过电压的损害。

(2) 过电流保护。逆变器的过电流保护, 应能保证在负荷发生短路或电流超过允许值时及时动作, 使其免受浪涌电流的损伤。

4.5.10 启动特性

它表征逆变器带负荷启动的能力和动态工作时的性能。逆变器应保证在额定负荷下可靠启动。高性能的逆变器可做到连续多次满负荷启动而不损坏功率器件。小型逆变器为了自身安全, 有时采用软启动或限流启动。

4.5.11 噪声

电力电子设备中的变压器、滤波电感、电磁开关及风扇等部件均会产生噪声。逆变器正常运行时, 其噪声应不超过 65dB。

4.6 并网逆变器

4.6.1 并网逆变器的工作原理

前面各节所讨论的逆变技术称为无源逆变技术, 即负载侧为一个无源元件。在可再生能源发电系统中, 无源逆变技术只能应用于独立的与电网无任何连接的系统。由于能源供应及环境保护问题的日益突出, 可再生能源发电系统正在从解决电网延伸困难地区的供电逐渐向与常规发电厂一起发电的联网发电系统发展。联网发电系统省去了造价昂贵、寿命不长的蓄电池, 从而大大降低了系统的造价, 并减少了蓄电池报废后带来的环境污染问题。对于家庭住宅而言, 配备光伏发电系统, 可缓和白天电力紧张的局面, 提高电网功率因素和降低线路损耗。展望未来, 联网运行的太阳能光伏发电必将发展成为重要的发电方式之一。

联网光伏发电系统的原理如图 2.5-29 所示。太阳能电池方阵通过正弦波脉宽调制逆变器向电网输送电能, 逆变器馈送给电网的电力由光伏方阵功率和当时当地的日照条件决定。逆变器除了具有直流—交流转换功能外, 还必须具有光伏方阵的最大功率跟踪功能和各种保护功能。图 2.5-29 所示逆变器为电压型逆变器。目前, 电压源型逆变器技术已日趋成熟, 所需的硬件也容易购得。下面对电压型并网逆变器加以介绍。

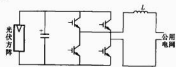


图 2.5-29 光伏发电并网逆变器原理

光伏电站并网运行, 对逆变器提出了较高的要求, 主要有:

(1) 要求逆变器输出正弦波电流。光伏电站回馈给电网的电力, 必须满足电网规定的指标, 如逆变器的输出电流不能含有直流分量、逆变器输出电流的高次谐波必须尽量减小、不能对电网造成谐波污染等。

(2) 要求逆变器在负载和日照变化幅度较大的情况下均能高效运行。光伏电站的能量来自太阳能, 而太阳辐射度随气候而变化, 这就要求逆变器能在不同的日照条件下均能高效运行。

(3) 要求逆变器能使光伏方阵工作在最大功率点。太阳能电池的输出功率与日照、温度、负载的变化有关, 即其输出特性具有非线性。这就要求逆变器具有最大功率跟踪功能, 即不论日照、温度等如何变化, 都能通过逆变器的自动调节实现方阵的最佳运行。

(4) 要求逆变器具有体积小、可靠性高等特点。对于家用光伏系统, 其逆变器通常安装在室内或墙上, 因此对其体积、质量均有限制。另外, 对整机的可靠性也提出较高的要求。由于太阳能电池的寿命均在 20 年以上, 因此其配套设备的寿命也必须与其相当。

(5) 要求在市电断电状况下逆变器有防“孤岛”运行的能力。

光伏发电并网运行时的电路原理如图 2.5-30 所示。

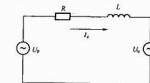


图 2.5-30 光伏发电并网运行示意

U_g 为逆变器输出电压, U_g 为电网电压, R 为线路电阻, L 为串联电抗器, I_g 则为回馈电网的电流。为保证回馈功率因数为 1, 回馈电流的相位必须与电网电压的相位一致。以电网电压 U_g 为参考, 则 I_g 与 U_g 同相位, 其相量图如图 2.5-31 所示。

内阻 R 两端的电压 U_R 与电网电压相位一致, 而电抗器两端电压 U_L 的相位则落后于 $U_R 90^\circ$, 由此可以求得 U_g 的相位和幅值

$$U_g = I_g (R + j\omega L) + U_g \quad (2.5-23)$$

式中: ω 为公用电网角频率。

实际电路中, U_g 的相位、周期和幅值由电压传感器检

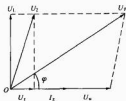


图 2.5-31 光伏发电并网运行电路相量图

测得到。由于在实际系统中 R 是很难得到的，因此回馈电流 I_r 的相位必须采用电流负反馈来实现，回馈电流 I_r 的相位角的参考相位即为公用电网相位。用电流互感器随时检测 I_r ，确保 I_r 与电网电压相位一致，以实现功率因数为 1 的回馈发电。

实用的光伏发电并网运行专用逆变器结构如图 2.5-32 所示。

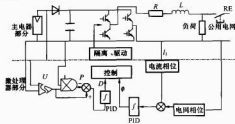


图 2.5-32 光伏发电并网运行专用逆变器的结构图

逆变器主电路功率管采用 IGBT，容量为 50A、600V，型号为 2MB150N-060。隔离驱动电路采用东芝公司生产的 TL2P250。逆变器的控制部分由微处理器完成。主控芯片采用 INTEL 公司最新推出的逆变或电机驱动专用 16 位微处理器 87C196MC，该芯片除了具有 16 位运算指令外，还具有专用的脉宽调制 (PWM) 输出口，包括一个 10 位 A/D 转换器、一个事件处理阵列、两个 16 位定时器和一个三相波形发生器。三相波形发生器的每相均能输出两路死区时间可以设定的 PWM 信号。这就给逆变应用场合提供了很多便利。微处理器主要完成电网、相位实时检测、电流相位反馈控制、光伏阵列最大功率跟踪以及实时正弦波脉宽调制信号发生，其工作过程如下：公用电网的电压和相位经过霍尔电压传感器送给微处理器的 A/D 转换器，微处理器将回馈电流的相位与公用电网的电压相位相比较，其误差信号通过 PID 调节后送给 PWM 脉宽调制器，这就完成了功率因数为 1 的电能回馈过程。微处理器完成的另一项主要工作是实现光伏阵列的最大功率输出。光伏阵列的输出电压和电流分别由电压、电流传感器检测并相乘，得到阵列输出功率，然后调节 PWM 输出占空比。这个占空比的调节实质上就是调节回馈电压大小，从而实现最大功率寻优，从图 3 可以得知，当 U_r 的幅值变化时，回馈电流与电网电压之间的相位角 ϕ 也将有一定的变化。由于电流相位已实现了反馈控制，因此自然实现了相位与幅值的解耦控制，使微处理器的处理过程更简便。

4.6.2 “孤岛”现象和防“孤岛”

正常情况下，并网光伏发电系统并联在电网向上电网输送有功功率，当光伏系统所并网的局部电网因某种原因失电（人为断电、跳闸或主电网停电），而光伏系统仍然继续运行，并向所连接的局部电网送电的现象称为“孤岛”现象。

无论从安全还是从供电质量的角度考虑，“孤岛”现象一般是应该避免的，原因如下：

(1) 由于逆变器持续供电，相连的局部电网处于带电状态，可能危及到不知道电网仍然带电的用户或维修人员的安全。

(2) 没有主电网的支持，光伏发电系统的电压、频率和谐波指标将会失控，造成用户用电设备的损坏。

(3) 由于局部带电，将影响局部电网向主电网并网的二次合闸。

(4) 局部电网二次合闸时，由于孤岛运行的局部电网与主电网不同步，势必会引起很大的浪涌电流，这将损坏电站和负载设备。

正常情况下，局部电网的负荷远大于并网光伏系统的承受能力，当电网失电后，电网侧相当于短路，光伏系统中的并网逆变器会因过荷而自动保护，从而防止了“孤岛”运行，但当局部电网的负荷和阻抗与光伏系统中并网逆变器的输出相匹配，或当局部电网中有多套光伏系统并网时，简单的检测电路就很难判断电网是否已经失电，从而发生“孤岛”现象。

为了防止“孤岛”运行，当光伏系统与主电网连接的局部电网失电时，要求光伏系统立即停止向电网供电，或与局部电网断开，及时检测出“孤岛”现象则是防止“孤岛”运行的关键。

“孤岛”现象的检测可以是独立于并网逆变器之外的检测设备，当检测到局部电网失电时，则发出指令，断开连接在该局部电网上的所有发电装置。

更为普遍的“孤岛”现象的检测是由并网逆变器本身完成的。并网逆变器对“孤岛”现象的检测可以分为被动式和主动式。被动式检测方法实现起来比较简单，但当光伏电源的功率与负荷的功率接近导致局部电网的电压、频率、相位和谐波的变化不大时，被动式检测就会失效。为了解决被动式检测不可靠的问题，主动检测“孤岛”现象的办法应运而生。主动检测法是在并网逆变器的控制信号中加入扰动信号，当逆变器正常并网运行时，扰动信号不起作用，而当电网失电后，扰动信号的作用就会显现出来，从而能够有效判断“孤岛”现象的发生。

被动式“孤岛”检测法一般有“电压频率检测法”、“相位跳变检测法”和“电压谐波检测法”；主动式“孤岛”检测法一般有“功率扰动法”、“电压扰动法”和“频率扰动法”。现在分述如下：

被动式“电压频率检测法”：电压频率检测法是最普遍也是最常用的防止“孤岛”现象的检测方法，它通过检测逆变器与电网连接点处（对于分布式发电系统，这一点也是同负荷的连接点）的电压幅值和频率来判断电网是否失电。当电网未失电时，并网点处的电压和频率受电网控制而基本保持不变。当电网失电时，如果并网逆变器的输出有功功率与负荷需要的有功功率不相匹配，则逆变器的输出电压的幅值将会增大或减小以使逆变器输出的有功功率与负载需要的有功功率相等；同样，当逆变器输出的无功功率与负载需要的无功功率不相匹配时，逆变器就要调节输出频率直到实现无功功率平衡。因此，通过检测并网点处的电压幅值和频率的变化，就可以判断电网是否失电，从而防止“孤岛”运行。

被动式“相位跳变检测法”：相位跳变检测法 (PJD) 是通过检测逆变器输出电压与电流的相位差变化来检测是否电网失电。通常并网逆变器的输出电流是随电网电压同步的，即保持单位功率因数输出，当电网失电后，逆变器的输

出电流与并网网点电压的相位差由负载决定。当负载是容性或感性时,会有一个瞬间的相角变化,相位跳变检测电路将触发“孤岛”保护电路,以阻止“孤岛”运行。如果负载时纯阻性的,那么当电网失电时,并网逆变器的输出电压和输出电流的相位就不会有变化,则相位跳变检测法就会失效。

被动式“电压谐波检测法”:电压谐波检测法是通过检测并网网点的电压谐波含量来判断电网是否已经失压。当电网未失压时,逆变器的输出电压受电网控制不会有太大的谐波,而当电网失压时,如果并网逆变器带有隔离变压器,由于隔离变压器的非线性特性,则光伏系统注入变压器的电流可能会引起较大的电压谐波,因此检测并网电压谐波的变化也可以判断“孤岛”现象是否发生。

主动式“功率扰动法”:被动式检测“孤岛”现象失败的原因是由于负荷功率与逆变器的输出功率相当,因此周期性地改变光伏系统的输出功率就可以破坏负荷与逆变器的功率平衡,从而防止“孤岛”运行。这种方法对于局部电网只有一套并网系统是有效的,但对于局部电网中有多套并网系统,就很难奏效。

主动式“电压扰动法”:电压扰动法是对并网逆变器的输出电压施加一定的扰动,通过观察并网电压的变化来判断“孤岛”是否发生。电网正常时,并网点的电压被网压所控制,电网失压时,当扰动出现时,并网点的电压将发生偏离,从而使逆变器检测到“孤岛”现象。

主动式“频率扰动法”:频率扰动法是较常用的“孤岛”检测方法。频率扰动法通过使并网逆变器输出一个变形的正弦电流信号,从而使电流基波与电网电压产生一个相位差,电网未失压时,电流频率始终被电网频率控制,相位差不起作用。当电网失压时,逆变器要消除这个相位差就会改变输出电流的频率,没有了网压的控制,逆变器输出电压的频率也会随之改变,这样通过频率的检测就可以判断电网已经失压。

4.7 PWM 方波逆变器产品实例——JKFN-2430 型方波逆变器

JKFN-2430 型方波逆变器为 24V/300W 方波逆变器,其功能是将蓄电池的 24V 直流电压变换为 220V 单相交流电输出,作为太阳能光伏发电系统的配套电子设备用来对交流负载(照明灯具和黑白、彩色电视机)进行供电。

尽管方波逆变器谐波失真大且带感性负载能力差,但由于它电路结构简单、产品价格低,所以当前在交流户用光伏系统中仍有很大市场。

4.7.1 JKFN-2430 型方波逆变器技术指标

- (1) 额定输出功率: 300W;
- (2) 逆变输出电压: $220V \pm 10\%$;
- (3) 逆变输出频率: $(50 \pm 1) \text{ Hz}$;
- (4) 直流输入电压: 24V DC ($21 \sim 28V$ DC);
- (5) 逆变转换效率: 大于或等于 80%;
- (6) 环境温度: $0 \sim +50^\circ\text{C}$;
- (7) 环境湿度: 小于 90%。

4.7.2 方波逆变器的电路结构和工作原理

方波逆变器的电路原理框图如图 2-5-33。

方波逆变器的各部分原理和功能分解如下:

(1) 波形产生电路。目前方波逆变器通常采用固定频率的 PWM 脉宽调制技术产生一组频率为 50Hz 脉冲宽度可调的方波脉冲,经驱动电路送全桥功率转换电路 V1~V4 进行

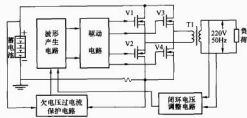


图 2-5-33 方波逆变器电路原理框图

功率放大,再由升压变压器 T1 输出 220V、50Hz 的交流电供各种交流负载使用。本机波形产生电路采用美国硅通用公司生产的 SG3525A 单片 PWM 控制芯片,它包括双端输出逆变器所需的各种基本电路,并且有工业型电路的全部特点。SG3525A 是专用于驱动 MOSFET 场效应功率开关器件的大规模集成电路,内部电路功能齐全,包括: PWM 脉冲产生电路、欠电压锁定电路、慢启动电路、输出限流关断电路、基准电压源、防止“共态导通”的死区控制电路等,是当前方波逆变器波形产生电路最广泛使用的优选芯片。

(2) 功率驱动电路。尽管本机功率开关器件采用电压控制型 MOSFET 功率模块,但对几百瓦以上的方波逆变器仍需增加功率驱动电路。过去通常使用的驱动模块(如 M57919L、EXB840 等)由悬浮供电、隔离变压器和若干集成电路组成,电路结构复杂、工作可靠性较差。本机采用国际整流器公司生产的 IR2130 单片式智能功率驱动集成电路,集控制电路、电平转换、低阻抗输出和识别保护等为一体,不仅能承受两倍的正常母线电压,而且能允许地线瞬时达 5V。该驱动集成电路只需几个外围分立元件,即可使桥式功率转换电路的逻辑控制信号与 MOS 场效应器件完整连接,采用它可使功率系统的设计时间缩短、尺寸减小、成本降低、可靠性提高。该驱动电路采用了 600V BCD MOS 工艺,集成了低压模拟电路和高压功率器件的数字电路,其源极耐压为 600V,可用于任何使用交流输入电压有效值为 300V 的系统。此外,它将功率部分与控制部分隔离开,使得操作系统需要的数字和模拟集成电路能够使用不同的逻辑电平。

(3) 功率转换电路。逆变器的功率转换电路可分为双管推挽、双管半桥和四管全桥三种电路。本机采用四管全桥式功率转换电路,具有较强的驱动和过载能力,若功率管选用适当,电路可承受 5~7 倍的冲击电流,而且变压器一次侧只需一个绕组,所以桥式电路尤其适用于驱动电冰箱、水泵等感性负载。功率开关器件采用 MOSFET 场效应模块,它具有高输入阻抗、低驱动电流(驱动电流在数百纳安数量级时,输出电流可达数十或数百安培)、开关速度快、高频特性好(无数载流子存储延时效应)、负电流温度系数(有良好的电流自动调节和温度均匀分布的能力,不会形成局部热点,可避免热态循环和二次击穿)、安全工作区域大、理想的线性特性(在绝大部分工作范围内,器件的增益保持不变,放大信号的失真很小)等优点。所以目前大多数逆变器定型产品均采用 MOSFET 模块作为功率开关器件。

(4) 闭环电压调整电路。输出电压稳定度是逆变器的主要技术指标之一,它表征逆变器输出电压的稳定能力。性能良好的逆变器要求电压调整率应小于或等于 $\pm 3\%$,负荷调整率应小于或等于 $\pm 6\%$ 。本机采用取样变压器和 CMOS 运算放大器对输出交流电压进行取样,并和给定的基准电压比较后,控制 SG3525A 的 9 脚改变输出方波的脉冲宽度,

达到稳定输出交流电压的目的。使逆变器满足输出电压稳定度的技术要求。

(5) 欠电压过电流保护电路。当蓄电池单体电压小于 1.8V 或输出电流超过额定值时, 逆变器必须停止工作, 以保护蓄电池和逆变器功率器件不受损坏。本机通过对蓄电池电压和输出电流进行取样, 和给定值比较后经运算放大器控制 SCR 不可恢复可控硅器件的导通, 关断 SG3525A 的 PWM 脉冲输出, 逆变器停止工作。

4.8 SPWM 正弦波逆变器产品实例——JKSN-1000 型正弦波逆变器

JKSN-1000 型正弦波逆变器是一种将蓄电池 48V 直流电转换成 220V 正弦波单相交流电的电子设备, 广泛应用于邮电、电力、铁路、石油及部队等部门, 用来对各种 220V 交流供电的仪器、仪表、计算机及程控交换机等通信设备提供高质量而不允许中断的供电电源。

4.8.1 功能及特点

- (1) 欠电压保护功能: 当蓄电池电压低于 43V 时, 为避免蓄电池过放电, 延长蓄电池寿命, 本机应立即关机。
- (2) 短路和过载保护功能: 当逆变器输出发生过载或短路时, 机器会发出声音警告信号或自动开关电源断路器。
- (3) 逆变器输出谐波很少的纯净正弦波, 以保证用电设备的严格要求。
- (4) 机器采用无接点的功率 MOS 模块, 以提高逆变器工作可靠性和逆变转换效率。

4.8.2 技术指标

- (1) 额定输出功率: 1000W。
- (2) 逆变输出电压: $220V \pm 10\%$ 。
- (3) 逆变输出频率: $(50 \pm 1) \text{ Hz}$ 。
- (4) 直流输入电压: 48VDC ($43 \sim 57\text{VDC}$)。
- (5) 输出波形失真度: 小于 5%。
- (6) 逆变转换效率: 大于或等于 80%。
- (7) 环境温度: $0 \sim 50^\circ\text{C}$ 。
- (8) 环境湿度: 小于 90%。
- (9) 外形尺寸: $200\text{mm} \times 280\text{mm} \times 460\text{mm}$ 。

4.8.3 逆变器硬件结构和工作原理

正弦波逆变器由 SPWM 波形发生电路、驱动电路、逆变功率桥路、输出变压器、高频滤波器、交流稳压电路及保护电路等环节组成。其电路原理如图 2-5-34 所示。



图 2-5-34 正弦波逆变器电路原理框图

(1) SPWM 波形发生电路。SPWM 是工业应用中最为流行的一种方法。为了得到某一规定频率 (如 50MHz) 的正弦电压波形, 可用该频率的正弦调制信号 (也称参考信号) 和某一个几千赫兹至几万赫兹等腰三角形载波相比较。由其切制点决定逆变功率器件的开关点, 在一个调制信号周期内, 形成一串等幅、等距而不等宽的正负极性脉冲, 称为 SPWM 正弦脉宽调制波。本机采用 SPWM 波形产生专用芯片输出单相 50Hz 正弦脉宽调制脉冲, 倒相后形成两路

相位相反的脉冲去控制逆变全桥的四个功率器件导通和截止。

(2) 光耦隔离驱动电路。由于逆变桥上、下桥桥供电电源不共地, 所以驱动器必须采用悬浮地电位的独立直流电源供电。SPWM 信号也应采用光电耦合器隔离传送, 以保证逆变桥的正确驱动和供电。当逆变桥采用 MOSFET 和 IGBT 功率模块时, 设计驱动电路还应考虑开通和关断时栅极电压应有足够快的上升和下降速度。要用小内阻的驱动源对栅极电容充电, 以提高功率模块的开通速度; 关断时要提供低电阻放电回路, 使 IGBT 快速关断。因为 MOS 器件对电荷积累特别敏感, 所以驱动电路必须保持放电回路畅通, 确保功率模块安全工作。

(3) 逆变器功率转换电路。大功率逆变器的功率转换多采用双端电路。根据电路结构的不同又分双管推挽、双管半桥和四管全桥三种电路。由于各有其优缺点, 所以应根据不同场合选择设计。其中, 双管推挽电路, 因双管发射极共地, 驱动电路无须隔离, 所以电路结构简单, 成本相对较低。但是, 双管推挽电路带电感负载 (冰箱、水泵、荧光灯) 能力差, 功率管要承受两倍电源电压; 变压器需要双绕组, 增加了体积和重量。因此, 双管推挽电路仅适用于低压供电的升压式逆变器。双管半桥和四管全桥电路具有较强的驱动和过载能力, 若功率管选用适当, 电路可承受 5~7 倍的冲击电流, 而且变压器一次侧只需一个绕组, 所以桥式电路尤其适用于驱动电冰箱、水泵等感性负载。故本机采用四管全桥式功率转换电路。功率转换电路中的开关管, 本机采用 IGBT 双极型晶体管模块。它兼具 MOSFET 输入阻抗高、开关速度快以及 GTR 双极型晶体管饱和压降低、允许电流大等优点。是近年来广泛用于大功率电子设备中的一种新型功率开关器。本机设计有直流过电流、交流过电流、交流过电压等多种保护电路。采用先进的霍尔电量传感器检测各种被保护参数, 经过保护控制电路处理后, 一旦主电路出现超出设定值的大电流, 立即驱动继电器接点或无触点开关, 断开功率转换电路供电或有关部件, 以保证逆变器安全可靠工作。

(4) 滤波器。要将逆变器主电路产生的 SPWM 脉宽调制信号转换为逆变器输出的正弦交流电压, 必须接入专门设计的正弦化 LC 滤波器, 滤除 SPWM 信号中的高频开关频率, 并使逆变器输出的正弦交流电压中高频谐波降低到指标允许范围内。

(5) 保护电路。为了防止逆变器输出过载产生大电流而烧坏功率开关器件, 本机设计有直流过电流、交流过电流、交流过电压等多种保护电路。采用先进的霍尔电量传感器检测各种被保护参数, 经过保护控制电路处理后, 一旦主电路出现超出设定值的大电流, 立即驱动继电器接点或无触点开关, 断开功率转换电路供电或有关部件, 以保证逆变器安全可靠工作。

4.8.4 逆变器的安装

(1) 用不小于 4mm^2 的导线将蓄电池和逆变器机壳后背板上的 DC 输入接线端子连接 (注意必须检查连接的正、负极性和蓄电池标称电压)。

(2) 将用电负载的电源插头插入后背板上的交流输出插座 (插入前最好检查用电设备是否短路或损坏)。

4.8.5 逆变器的操作使用

(1) 在确认蓄电池标称电压和正、负极性连接无误后打开后背板的断路器 K1。

(2) 打开前面板的电源开关 K2, 由于该设备为慢启动, 所以需等待几秒钟前面板的输出交流电压数字显示为

210V~230VAC 范围内后方可打开负荷用电器的电源开关。

(3) 如发现前面板“欠电压告警 LV”或“过负荷告警灯 OC”点亮时,应立即关断逆变器电源开关,检查蓄电池是否已放过电,用电器功率大于 1000W 或负荷是否短路,故障排除后方可再次开机。

(4) 关机时,应先关断前面板电源开关 S2,再关断后背板电源开关 S1。

4.8.6 逆变器的维护和注意事项

(1) 开机前应检查电池的标称电压和正、负极性连接是否正确。

(2) 请不要使用电动机、磁饱和变压器、电感型荧光灯等感性负载,以防负载关断时产生的高压反电动势损坏逆变器。

(3) 如逆变器工作时突然停机,且面板故障指示灯 LV 或 OV 点亮,则说明有如下故障:①蓄电池电压过低;②外接用电器短路或过载;③机器内部出现故障。如属于前两种故障,请用户自行排除。如果是第③种故障,请与生产厂家或代理供应商联系,不可自行打开机器。

(4) 为保持本机工作正常,延长机器使用寿命,请将本机安装在通风通畅,无过热、过湿的环境中。

4.9 可调度型并网逆变器 (3kW)

并网逆变器将太阳能电池阵输出的电能直接转换成 220V 交流电,输送到市电网中,用于对电网进行调峰和功率因数补偿,提高电网供电质量。

4.9.1 并网逆变器主要技术指标

- (1) 额定功率: 3kW。
- (2) 整机效率: 大于或等于 85%。
- (3) 输出电流波形: 正弦波(并网工作)。
- (4) 输出波形: 正弦波(独立逆变工作)。
- (5) 波形失真度: 小于或等于 5% (独立逆变工作)。
- (6) 并网功率因数: $\cos\varphi$ 大于或等于 0.98。
- (7) 输出频率: $50\text{Hz} \pm 0.5\%$ 。
- (8) 输出电压: $220\text{V} \pm 5\%$ (AC)。
- (9) 输入电压范围: 42~58V (DC)。

4.9.2 并网逆变器电路原理框图

并网逆变器电路原理框图如图 2.5-35 所示。



图 2.5-35 并网逆变器电路原理框图

4.9.3 并网逆变器主要技术环节电路分析

(1) 并网输出电流控制。控制框图如图 2.5-36 所示。



图 2.5-36 同步锁相控制框图

首先,由电网电压产生一个过零脉冲信号,此脉冲加至

单片机 80C196MC 的 EPA 捕捉中断输入口 P2.1 上。以此时间点作为基准给定正弦波信号的时间起点,同时用 80C196MC 的 EPA 比较中断产生正弦波数据的依次输出。一个周期的单位正弦波数据采用表格的方法存放于 EPROM 中。

单片机将 EPROM 中存放的一个周期的单位正弦波数据按定时间依次送到双路、8 位乘法数模转换器中的一路,由 DAC 将这些数据转换成模拟信号,即单位幅值的标准正弦波。另外由外部调节器送来的幅值大小指令信号送到数模转换器中的另一路,两路信号相乘形成了幅值可调度的正弦波的电流给定信号。然后,实时比较电流给定信号 i_d^* 与电流反馈信号 i_d 。每相上、下桥臂的通断由 i_d 和 i_d^* 共同决定。开关频率和死区时间根据需要进行调整。桥臂模块通断状态见表 2.5-5。

表 2.5-5 桥臂模块通断状态表

信号	$i_d > 0$	$i_d < 0$
$\Delta t > 0$	T1、T4 通 T2、T3 断	T3 通、T4 断 T1、T4 断
$\Delta t < 0$	T1 通、T4 断 T2、T3 断	T2、T3 通 T1、T4 断

综上所述,输出电压与电网电压同频、同相的要求是通过电流跟踪控制实现。

(2) 独立供电输出电压控制。并网时输出电流的控制主要是由 D/A 转换, SPWM 产生电路等硬件实现的,而独立供电时的输出电压控制主要是由软件实现的。它的控制框图见图 2.5-37。SPWM 波形是由 80C196MC 单片机的三相波形发生器 (WG) 产生的。

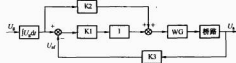


图 2.5-37 独立供电时的控制框图

80C196MC 单片机的主要优点之一就是具有一个三相波形发生器 (WG)。WG 可以提供三对脉宽调制信号 (PWM)。它们具有相同的周期和死区时间,占空比均可由用户编程设定。另外,通过设置 WG 的保护电路控制寄存器 (WG-PROTECT),使得当 EXTINT 引脚 (80C196MC 外部中断输入引脚) 有输入时,保护电路将禁止波形发生器的三对 PWM 信号,因此 WG 使用时灵活可靠。

由图 2.5-37 可以看到,独立供电时,整个控制系统是一个既有反馈控制又有前馈控制的复合控制系统。前馈控制可提高系统的动态性能,以使调节过程达到快速、精度高的要求。

(3) 系统的保护及监控。本系统设计有直流过电流、交流过电流、欠电压、过热等多种保护电路,一旦出现故障,首先通过硬件保护电路快速封锁所有驱动信号的输出;另一方面,则在 EXTINT 引脚上产生跳变,进入 EXTINT 中断服务程序,通过软件在中断程序中也封锁所有驱动信号,同时显示错误信息。当故障排除后,手动复位,系统才能重新启动。

本系统还设计有监控电路,监测太阳能电池阵及逆变器的多种模拟量参数,采集的参数可以由面板上的 LED 显示器显示,并网功率可以通过模拟量给定进行调节。

(4) 并网逆变和独立逆变两种工作模式的自动切换。在

国外,光伏并网逆变器大多不采用“可调度型独立逆变方式”,而是直接由太阳能电池方阵连接成高压形式(接近市电网正弦电压峰值)由高压逆变器升压并网发电。这样总体设计方案可以大大简化,逆变转换效率也可以明显提高。但考虑到国内电网的供电质量,尤其是较边远地区市电供电的不稳定性,可调度型并网系统可以大大提高太阳能发电的利用率,逆变器设计成可调度型并网/独立两种逆变模式,研制工作具有比较高的难度。

(5) 直流输入电压等级的选择。虽然理论上分析,直流输入电压越高,逆变器的 DC-DC 转换效率越高,而且可以省掉笨重价高的工频输出变压器。但是,考虑到新技术的长远推广应用,决定采用通信行业的标准电压等级 48V 直流作为研制样机的直流输入电压,以便今后在邮电、电力等广阔的应用领域进行技术推广。但这样对整机各环节的技术设计提出了很高的要求。尤其是对“逆变转换效率”的提高带来了较大的难度,对于 48V 低电压直流输入,要想使逆变效率达到 90%,技术实现是相当困难的,如果单纯追求提高逆变效率一项技术指标,可采用高直流电压输入和无输出变压器的总体技术方案,经过实践证明,逆变效率要达到 90% 是不难实现的,但对于带有蓄电池的、可调度型并网/独立两种模式运行的并网逆变器,仍认为选择通信行业标准 48V 电压是有益的。

(6) SPWM 正弦脉宽调制波形产生电路的选择。SPWM 正弦脉宽调制波形产生电路是整机设计的一个关键环节,尤其是其开关频率 f_s 的高低对输出波形失真度和输出正弦化滤波器影响较大。采用先进的“数字波形产生方案”,要想提高开关频率对 CPU 芯片的工作速度提出很高要求,就目前国内外常规使用的 CPU 芯片,均不属于高速芯片(包括我们本次项目使用的 80C196MC 芯片)。根据调研了解,近期国外已推出新型的 DSP 高速信号处理器芯片,如采用此芯片取代常规的 CPU 微处理器芯片,可明显提高并网逆变器的技术性能。

5 光伏电站交流配电系统

交流配电设备是用来接受和分配交流电能的电力设备。设备中主要包括控制电器(断路器、隔离开关、负荷开关)、保护电器(熔断器、继电器、避雷器)、测量电器(电流互感器、电压互感器、电压表、电流表、电能表、功率因数表等)以及母线和载流导体等组成。

交流配电设备的分类:按照设备所处场所,可分为户内配电装置和户外配电装置;按照电压等级,可分为高压配电装置和低压配电装置;按照结构形式可分为装配式配电装置和成套式配电装置。

5.1 光伏电站交流配电装置基本原理结构

中小型光伏电站一般供电范围较小,采用低压交流供电基本可以满足用电需要,因此低压配电装置在光伏电站中就成为连接逆变器和交流负荷的非常必要的、用于接受和分配电能的电力设备。

光伏电站规模由于投资规模的限制,还都不能完全满足当地用电需求。为了增加光伏电站系统的供电可靠性,同时减少蓄电池的容量,降低系统成本,各电站都配有备用柴油发电机组作为后备电源。后备电源的作用是:①当蓄电池亏电,而太阳能电池阵列又无法充电时,需由后备柴油发电机组电源经整流充电设备给蓄电池组充电,同时,通过交流配电装置直接向负载供电,保证供电系统正常运行;②当逆变器

或者其他部分发生故障,光电系统无法供电时,作为应急电源,启动后备柴油发电机,经交流配电系统直接为用户供电。因此交流配电系统除在正常情况下将逆变器输出电力提供给负荷外,还应具有能够将后备应急电源输出的电力在特殊情况下直接向用户供电的功能。

由上可见独立运行光伏电站交流配电系统至少应有 2 路电源输入(1 路用于主逆变器输入,1 路用于后备柴油发电机组输入)。在配有备用逆变器的光伏系统中,其交流配电装置还应考虑增加 1 路输入。为了确保逆变器和柴油发电机的安全,杜绝逆变器与柴油发电机同时供电的极端危险局面出现,交流配电系统的两种输入电源切换功能必须有绝对可靠的互锁装置,只要逆变器供电操作步骤没有完全排除干净,柴油机电源不可能进行。同样在柴油发电机组通过交流配电装置向负载供电的时候,也必须确保逆变器绝对不进入交流配电装置。

交流配电装置输出一般可根据用户实际需要情况进行设计。通常独立运行的光伏电站,其供电保障率很难做到百分之百,为了确保某些特殊负载的供电需求,交流配电装置至少应有 2 路输出,这样就可以在蓄电池电量不足的情况下,切断一路普通负载,确保向主要负载继续供电。在某些情况下,交流配电装置的输出还可以是 3 路或 4 路,以满足不同需求。例如,有的地方需要远程送电,进行高压输电;有的地方需要为政府机关、银行、通信等重要单位设立供电专线等。

通常光伏电站交流配电装置主电路基本原理结构如图 2.5-38 所示。

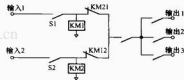


图 2.5-38 光伏电站交流配电装置主电路基本原理结构

图中所示为 2 路输入、3 路输出配电结构。其中 S1、S2 是隔离开关。接触器 KM1 和 KM2 用于 2 路输入的互锁控制,即:当输入 1 有电并闭合 S1 时接触器 KM1 线圈有电、吸合,其触头 KM12 将输入 2 断开;同理,当输入 2 有电并闭合 S2 时,接触器 KM2 自动断开输入 1,起到互锁保护的作用。另外,配电装置的 3 路输出分别由 3 个接触器进行控制,可根据实际情况及各路负载的重要程度分别进行控制操作。

通常对通用交流配电装置的要求包括:动作准确,运行可靠;发生故障时,能够准确、迅速地切断事故电流,避免事故扩大;在一定的操作频率工作时具有较高的机械寿命和电气寿命;电器元件之间在电气、绝缘和机械等各方面性能配合协调;工作安全,操作方便,维修容易;体积小,质量小,工艺好,制造成本低设备自身能耗小。

5.2 对光伏电站交流配电装置的一般要求

通常对通用交流配电装置的要求包括:动作准确,运行可靠;发生故障时,能够准确、迅速地切断事故电流,避免事故扩大;在一定的操作频率工作时具有较高的机械寿命和电气寿命;电器元件之间在电气、绝缘和机械等各方面性能配合协调;工作安全,操作方便,维修容易;体积小,质量小,工艺好,制造成本低设备自身能耗小。

对光伏电站交流配电装置的技术要求包括:

5.2.1 选择成熟可靠的设备和技术

交流配电柜选用符合国家技术标准的 PGL 型低压配电屏,它是用于发电厂、变电站交流 50Hz,额定工作电压不超过 380V 低压配电照明之用的统一设计产品。为把产品可靠性放在第一位,一次配电和二次控制回路均采用成熟可靠的电子线路。

5.2.2 充分考虑高原地区的自然环境条件

按照对电器产品的技术规定,通常低压电气设备的使用环境都限定在海拔 2000m 以下。而安多县位于海拔 4700m,超出这一规定。高海拔地理环境主要气候特征是气压低,相对湿度大,温差大,太阳光及紫外线的辐射强,空气密度低。随着海拔高度增加,大气压力、相对密度下降,电气设备的外绝缘强度将随之下降,因此,在设计配电系统时,必须充分考虑当地恶劣环境对于电气设备的不利影响。

按照相关国家标准的规定,安装在海拔高度超过 1000m (但未超过 3500m) 的电气设备,在平地进行试验时,其外部绝缘的冲击和工频试验电压 U 应当等于国家标准规定的标准状态下的试验电压 U_0 再乘以一定的系数,即式中 H , H 为安装地点的海拔高度 (m),以 $H=5000m$ 代入公式,则 $U=1.667U_0$,即

$$U = U_0 \frac{1}{1.1 - H/1000} \quad (2.5-24)$$

广州电器科学研究所总结在高海拔地区实际试验数据和模拟高海拔地区人工试验箱中所得数据提出经验公式 ($H < 4$) 为

$$U = U_0 [1 + 0.1(H - 1)] \quad (2.5-25)$$

式中: H 为安装地区海拔高度, km。若以 $H=5$ 代入上式则: $U=1.4U_0$ 。我国低压电器耐压试验电压通常取 2000V,用在海拔 5000m 处低压电器设备的耐压试验电压应当取为 2800~3333V。

绝缘试验电压之所以要求增高,是因为高海拔处空气相对密度 δ 要下降,而击穿电压为

$$U = \frac{K_0}{K_a} U_0 \quad (2.5-26)$$

式中: U_0 为标准状态下外绝缘击穿电压; U 为实际状态下外绝缘击穿电压; K_0 为空气密度校正系数; K_a 为湿度校正系数。

K_0 变化不大,通常 0.9~1.1; $K_a = \delta^m$, m 通常取 1。统计资料表明中国海拔地区 5000m 处,平均气压为 415mmHg,相当于 0.54 大气压,平均空气密度为 0.594,故 $U=0.594U_0$ 。这表明在海拔 5000m 高的地区,电气设备的绝缘强度下降 40%,绝缘试验电压须提高 50%~60%,因此,配电系统中的所有电气元件必须严格考核绝缘耐压而且彼此间应有足够的绝缘距离以免击穿。

5.2.3 交流配电柜面板电表

交流配电柜前面板应有:电表——读输出三相电流;电压表——监测各相电压;功率因数表——测量逆变器/柴油机油输出功率因数。另外在交流配电柜应有电能表,分别记

录光伏供电电量、柴油发电机供电电量。电能表应安装在便于查看的位置。查电能表时应主意,实际电量应等于电能表的读数乘以互感器变比才是真正记录的电能量。例如,互感器变比为 200:5 电能表读数为 222,则实际计测的电量为: $222 \times 40 = 888kWh$ 。除上述电能表外,交流配电柜还应具有所有输入、输出通断指示。

5.3 对光伏电站交流配电装置的技术要求

5.3.1 散热要求

高海拔处气压低,空气密度小,散热条件差,这对于低压电气产品尤其重要,必须在设计容量时留有较大的余地以降低电气工作时的温升。充分考虑到西藏地区环境条件,按照上述设计要求,交流配电系统在设计上对低压电器的选用都应留有一定的余量,以确保系统的可靠性。

5.3.2 维修维护

交流配电柜应具有开启式、双面维护结构,采用薄钢板及角钢焊接组合而成。屏前有门,屏面上方有仪表板,为可开启式的小门,可装设各种指示仪表,维护方便。

5.3.3 接地

交流配电柜应具有良好的保护接地系统,主接地点一般焊接在机柜下方的骨架上,仪表盘也有接地点与柜体相连,这样就构成了一个完整的接地保护电路。可靠接地电路可以防止操作人员触电。

5.3.4 保护功能

配电柜应具有多种线路故障保护功能。一旦发生保护动作,用户应根据情况进行处理,排除故障,恢复供电。

(1) 输出过载、短路保护。当电路有短路或过载等故障发生时,相应断路器会自动跳闸,断开输出。当更严重情况发生时,甚至会发生熔断器熔断。这时,应首先查明原因、排除故障然后再接通负载。

(2) 输入欠电压保护。当输入电压降到电源额定电压的 70%~35% 时,输入控制开关 5 (或 6) 自动跳闸断电;当输入电压低于额定电压的 35% 时,断路器开关不能闭合送电。应检查原因,使配电装置的输入电压升高,再恢复供电。

(3) 蓄电池欠电压保护。交流配电柜在用逆变器输入供电时,具有蓄电池欠电压保护功能。当蓄电池放电达到一定深度时,由控制器发出切断负荷信号,控制配电柜中的负荷继电器动作,切断相应的负荷。恢复送电时,只须进行按钮操作即可。

(4) 输入互锁保护。光伏电站交流配电柜最重要的保护是两路输入的继电器及断路器开关双重互锁保护。互锁保护功能是当逆变器输入或柴油发电输入只要有一路有电,另一路继电器就不能闭合,按钮操作失灵。断路器开关互锁保护,是只允许一路开关合闸通电,此时如果另一路也合闸、有电,则两路都将同时跳闸断电。

第6章 光伏系统应用

1 光伏发电系统的主要应用

光伏发电可以分为独立光伏发电系统和并网光伏发电系统,如图2.6-1所示。

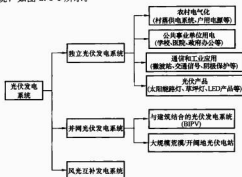


图 2.6-1 光伏发电应用分类

其中通信和工业应用主要有：微波中继站；光缆通信系统；无线寻呼台站；卫星通信和卫星电视接收系统；农村程控电话系统；部队通信系统；铁路和公路信号系统；灯塔和航标灯电源；气象、地震台站；水文观测系统；水闸阴极保护和石油管道阴极保护等。

在农村和边远地区主要应用于：独立光伏电站（村庄供电系统）；小型风光互补发电系统；太阳能户用系统；太阳能照明灯；太阳能水泵；农村社团（学校、医院、饭馆、旅社、商店等）。

对于光伏并网发电系统来说，主要用于城市与建筑结合的并网光伏发电系统（BIPV）和大型荒漠光伏电站。目前这类应用尚处于试验示范阶段，到2005年底，此类应用的装机容量大约仅有约2MW。

光伏发电也应用于一些太阳能商品及其他场合，包括太阳能路灯；太阳能钟；太阳能庭院；太阳能草坪灯；太阳能喷泉；太阳能城市景观；太阳能信号标志；太阳能广告灯箱等；太阳帽；太阳能充电器；太阳能手表、计算器；汽车换气扇；太阳能电动汽车；太阳能游艇；太阳能玩具等。

以下为太阳能利用的典型案例。

1.1 光伏直流照明系统

图2.6-2为典型的太阳能直流照明系统，表2.6-1为太阳能照明系统的设备配置和技术性能。

表 2.6-1 太阳能照明系统的设备配置和技术性能

设备	型号	技术参数	数量
太阳能电池	S-50D	17V/2.95A/50W	1
支架	SS-50-1.5	1.5m高	1
两控密封蓄电池	6GFM-65	12V/65Ah	1
直流节能灯	DC12-9	12V/9W	3 (1只备用)
充电控制器	JK-12/5-5	12V/5A	1

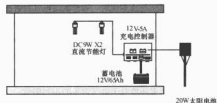


图 2.6-2 典型的太阳能直流照明系统

1.2 光伏交流户用电源

图2.6-3为典型的交流太阳能户用电源系统，表2.6-2为交流太阳能户用电源的设备配置和技术性能。



图 2.6-3 典型的交流太阳能户用电源系统

表 2.6-2 交流太阳能户用电源的设备配置和技术性能

设备	型号	技术参数	数量
太阳能电池	S-50D	17V/2.95A/50W	2
支架	SS-100-1.5	1.5m高	1
两控密封蓄电池	6GFM-65	12V/65Ah	2
逆变器	SQ12-100	12V/100VA	1
交流节能灯	AC-9W	220V/9W	3 (1只备用)
充电控制器	JK-12/10-10	12V/10A	1

1.3 光伏卫星电视系统

图2.6-4为典型的太阳能卫星电视系统，表2.6-3为太阳能卫星电视系统的设备配置和技术性能。

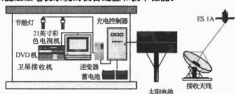


图 2.6-4 典型的太阳能卫星电视系统

表 2.6-3 太阳能卫星电视系统的设备配置和技术性能

设备	型号	技术参数	数量
晶硅太阳能电池	S-50D	17V/2.9A/50W	4
支架	SS-200-1.8	1.8m高	1
两控密封蓄电池	6GFM-65	12V/65Ah	4
逆变器	SQ24-500	24V/500VA	1

续表

设 备	型 号	技术参数	数 量
交流节电灯	AC-9W	220V/9W	3 (1只备用)
充电控制器	JK-24/10-10	24V/10A	1
卫星接收系统	1.5m 天线, 馈源, 高频头, 卫星接收机, 21英寸彩电, 录像机		1套

1.4 集中型光伏村落电站

图 2.6-5 为典型的太阳能村落电站, 表 2.6-4 为 30kW 独立光伏电站设备配置和技术参数。

表 2.6-4 30kW 独立光伏电站设备配置和技术参数

土 建 工 程			
项 目	技术特性	数 量	备 注
机房	被动式太阳房	135m ²	
方坪场	水泥基础+电缆沟	450m ²	
长途话路	瓷 管	1条	
柴油机房	普通砖混结构	50m ²	
厕所	土坯房	15m ²	
水井	20~30m	1眼	
围墙	河围栏	400m	
接地	接地电阻小于 10Ω	10个方坪	
输电线路	干线 35mm ² 支线 16mm ²	干线 1000m 支线 2000m	干线三相四线制, 支线单相制
进户线和电表箱		150户	

续表

机 电 设 备			
项 目	型 号	技术参数	数 量
太阳能电池(含支架)	S80D	80W(17V)	252块 (18串, 14并)
蓄电池	GFM800	2V/800Ah	220只(110只串联, 2组并联)
充电控制器	JKCK-220V/100A	220V/100A	1
逆变器	SN220-20K	220V/20kVA	1
交流配电系统	JKPD380/100-3CH	3相 100A	1
方坪接线箱	JKJX-2-1	2路入/1路出	7个
电子限电装置	JKXB-50A3CH	3相 50A	1只
防雷隔离箱	JKFL-7	7路	2只(输入/输出)
高效节能灯	AC-9W	220V/9W	2400盏
计算机数据采集系统	JKSC-II	Fix 平台	1
备用柴油机组	闭式水冷	55kW	1(可选)
整流充电系统	JKZL-60K-3CH	60kW	1(可选)
电缆			若干
电站工具、仪表			一套

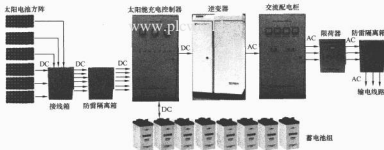


图 2.6-5 典型的太阳能村落电站

1.5 风光互补发电系统

图 2.6-6 为典型的风光互补发电系统, 表 2.6-5 所示为 55kW 风光互补发电系统。

表 2.6-5 55kW 风光互补发电系统

设 备	技术特性	数 量	说 明
控制室和蓄电池室	被动式太阳房	80m ²	
柴油机房	砖混结构	50m ²	
风力发电机机座和电缆沟道	混凝土结构	5个机座, 600m 电缆沟	
太阳能电池方阵基础和电缆沟道	混凝土结构	10kW 方阵基础, 120m 电缆沟	
防雷接地	接地电阻小于 10Ω	7套	5台风机塔架, 太阳能电池方阵和控制室
用户配电箱及进户线	进户线 4mm ² , 进户电表 2.5A	120户	
风力发电机	10kW/台	5台	XHWL F10w-R220
风机塔架	钢制	5个	
太阳能电池	进口组件	10 kWp	ASE-300-DGF/50

续表

设 备	技术特性	数 量	说 明
太阳能电池支架	镀锌铁架	6组	3A
蓄电池	固定型铅酸蓄电池	220V/1000Ah	GFM-1000×110 只
风机控制器	10kW	5台	XHWL VCS-10
光伏控制器和直流总线	光伏控制器 10kW 直流总线 60kW	1台	JKZK-5K-220V
DC/AC 逆变器	80kVA(三相, 正弦)	1台	SA80K
整流充电器	60kVA	1台	JKZH-60K-220V
交流配电系统	60kW	1台	JKJP-60K-3CH
输出配电箱	60kW(双路)	1台	JKJPX-60K-3CH
风速风向测试系统		1套	EL15, ENR, HYA-W, Pole, Cable
微机监控系统	Fix 平台	1套	PIL 300
柴油发电机	75kW(闭式水冷)	1台	R4100D-75GF
电缆		若干	
专用工具、仪表		1套	

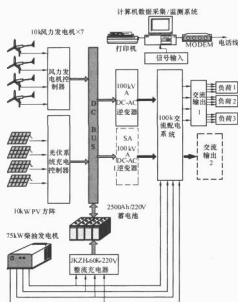


图 2.6-6 典型的风光互补发电系统

1.6 直流光伏水泵系统

图 2.6-7 为典型的直流太阳能水泵系统，表 2.6-6 为直流太阳能水泵技术参数。

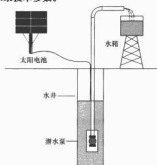


图 2.6-7 典型的直流太阳能水泵系统

表 2.6-6 直流太阳能水泵技术参数

设 备	技术参数
太阳能电池 (W)	1100
水泵功率 (W)	750
水泵特点	直流 MPPT
扬程 (m)	30
流量 (m³/d)	20
水箱体积 (m³)	30
对应日照资源 [kWh/(m²·d)]	5
设计日供水 (m³)	20

注 MPPT: 太阳能电池最大功率跟踪功能。

1.7 交流光伏水泵系统

图 2.6-8 为典型的交流太阳能水泵系统，表 2.6-7 为交流太阳能水泵技术参数。

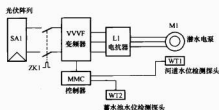


图 2.6-8 典型的交流太阳能水泵系统

表 2.6-7 交流太阳能水泵技术参数

设 备	技 术 参 数
太阳能电池	共 96 块 75W 组件，其中 32 块串联（工作电压 545V），三组并联（额定工作电压 13.2A）；总功率 7200W
水泵	万事达 R95-VC55 水泵，电动机 5.5kW，额定电流 13.7A，扬程 3m²/280m，4m²/255m，5m²/180m
变频器	西门子 MICROMASTER Eco 变频器；额定功率：7.5kW，额定输出电压：三相 380Vac，额定输出电流：18A
电抗器	配置电抗器主要是因为电缆线较长（150m 左右，总扬程为 120m），以防输出电路存在的分布电容对变频器造成损坏。在近距离时可以不配（小于 50m）
控制器	主要负责变频器的稳定运行和机械打干保护，其可根据日照强度的变化自动改变频率给定，以稳定阵列电压
水位探头	水箱装清水位探头，防止水箱装满仍在泵水；机井水位下限探头，防止水泵无水干打
水箱体积 (m³)	40
当地日照资源	6kWh/d
设计日供水	120m 扬程，30m³/d

1.8 太阳能路灯

图 2.6-9 为典型的太阳能路灯（庭院灯）结构图，表 2.6-8 为太阳能路灯（庭院灯）系统配置。

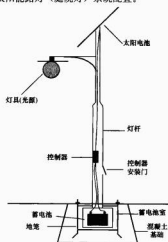


图 2.6-9 典型的太阳能路灯（庭院灯）结构图

表 2.6-8 太阳能路灯(庭院灯)系统配置

太阳能路灯		太阳能庭院灯	
太阳能电池	140~160W	太阳能电池	70~80W
蓄电池	24V/(80~100Ah)	蓄电池	12V/(80~100Ah)
控制器	24V/10A	控制器	12V/10A
灯具(光源)	35W 高压钠灯 或金卤灯	灯具(光源)	18W 节能灯
灯杆	6~8m	灯杆	4~5m
每日工作时间	8h	每日工作时间	8h

1.9 与建筑结合的并网光伏发电系统

图 2.6-10 为典型的与建筑结合的并网光伏发电系统(BIPV)。

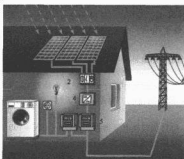


图 2.6-10 典型的与建筑结合的
并网光伏发电系统(BIPV)

1—太阳能电池组件；2—保护装置；3—线缆；
4—并网逆变器；5—用电、发电计量电表

1.10 大型并网光伏电站

图 2.6-11 为典型的大型与建筑结合的并网光伏发电系统(BIPV)。

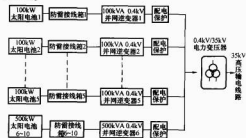


图 2.6-11 典型的大型与高压并网的荒漠光伏电站

表 2.6-9 1MW 高压并网光伏电站的设备配置

编号	项 目	技术 参 数
1	太阳能电池	S-165/T 12 块串联为一组，额定工作电压 420V，52 组串联为 100kW 子阵，共 10 个子阵
2	方阵接线箱	每 4 组一个接线箱，共 130 个接线箱
3	100kW 自动跟踪系统	9 个子阵为固定方阵，1 个子阵为跟踪方阵
4	并网逆变器	100kVA×5 台，加一台 500kVA 逆变器
5	配电设备	汇流、检测单元

续表

编号	项 目	技术 参 数
6	变压器	1000kVA (0.4kV/35kV) 三相全密封电力变压器一台
7	电网接入系统	开关、断路器及保护装置
8	电站占地	42 000m ² (63 亩) 征地 100 亩
9	数据采集、显示和远程通信系统	一套
10	机房	500m ² ，也可以不建机房，全部采用户外安装的设备，做到无人值守
11	围栏(或围墙)、大门	高 1.8~2.0m，全长 1200m；大门一座
12	方阵基础	钢筋混凝土太阳能电池方阵基础
13	电缆	若干

2 光伏发电应用系统的设计

光伏发电系统的设计分为如下几个步骤：

- (1) 当地气象地理和当地水平面辐射数据的收集。
- (2) 太阳能电池方阵面所接收的太阳辐射计算。
- (3) 独立系统需要收集负载数据。
- (4) 并网发电系统需要收集建设地点和电网的数据。
- (5) 计算或确定太阳能电池的用量。
- (6) 确定系统的其他硬件配置和工程要求。
- (7) 发电系统的工程设计和部件设计。
- (8) 项目概算书。

(9) 项目的发电量预测和财务分析。

如果是编制可行性研究报告，还需要增加项目的背景材料、目的、意义，还要进行系统的投入产出预测和经济、环境效益评估等。

下面各节就不同光伏发电系统的技术设计进行描述。

2.1 独立光伏发电系统设计

2.1.1 独立光伏系统的设计步骤

独立光伏发电系统包括太阳能户用电源、村落集中电站、通信电源系统以及大部分光伏应用产品。设计步骤如下：

(1) 从当地气象站取得水平面 10 年平均月总辐射量、直接辐射量和散射辐射量的数据，当地经、纬度和海拔的数据。

(2) 采用辐射量计算专用软件，从水平面的辐射数据计算出太阳能电池倾斜方阵面上实际接收到的辐射量的统计平均值、月值和日值(kWh/m²)。

(3) 统计负载的种类、功率、电压、电流和每日工作时间，并根据负载需求计算负载日平均总耗电量(kWh)。

(4) 根据负载的电压要求或负载的功率要求确定系统的直流侧电压。

(5) 根据当地气象特点、负载的种类和负载对于供电保证率的要求确定蓄电池的类型和存储天数。

(6) 根据系统直流侧电压、负载的平均日耗电量、蓄电池的储存天数和放电深度确定蓄电池的容量(电压 V 和容量 Ah)。

(7) 根据太阳能电池方阵面接收到的平均日辐射量和负载日耗电量，计算太阳能电池的电流需求(A)。

(8) 根据系统电压和太阳能电池组件的工作电压确定太阳电

池的串联数,根据太阳能电池的电流需求和组件工作电流确定太阳能电池组件的并联数,并计算出太阳能电池的总的功率需求。

(9) 根据系统的特点和容量确定系统的硬件配置,绘制系统单线电原理图。

(10) 根据系统的硬件配置,确定各个系统部件的选型和技术参数。

(11) 根据设计结果做出项目概算。

(12) 用专用软件模拟系统运行,得出全年能量平衡图。

2.1.2 独立光伏系统的设计实例

2.1.2.1 项目概况

项目地点:北京市郊区。

项目内容:家用别墅独立光伏系统。

纬度:39.8°。

经度:116.5°。

海拔:32m。

地面状态:平原。

连续最长阴雨天和雨季所在月份:8月。

全年最高气温及其所在月份:25℃(7月)。

全年最低气温及其所在月份:-4.3℃(1月)。

2.1.2.2 倾斜方阵面辐射量的计算

首先从气象站取得水平面上的各月太阳总辐射数据,然后利用辐射量计算软件计算倾斜太阳能电池方阵面上的辐射量,如图2.6-12所示。

气象站及太阳能电池方位			
地点	~N		
纬度	~	Fixed	45.0
安装方式	~		
方阵倾角	~		45.0
方位角	~		0.0

太阳辐射和天气条件			
月份	水平面上的月辐射量 [kWh/(m ² ·d)]	月平均气温 (℃)	方阵面上的月辐射量 [kWh/(m ² ·d)]
一月	3.74		3.74
二月	4.25		4.25
三月	4.36		4.36
四月	5.02		5.02
五月	4.85		4.85
六月	4.65		4.65
七月	3.69		3.69
八月	3.98		3.98
九月	4.27		4.27
十月	4.22		4.22
十一月	3.62		3.62
十二月	3.35		3.35

水平面太阳辐射量	MWh/m ²	每天	1.34
方阵面太阳辐射量	MWh/m ²		1.52
平均气温	℃		11.8

图 2.6-12 辐射量软件计算结果

注:倾斜面辐射量比水平面辐射量全年增加 13.4%。

2.1.2.3 测算负荷耗电

该项目负荷耗电列于表 2.6-10。

表 2.6-10 项目负荷耗电表

名称	数量	负荷 (W)	合计负荷 (W)	工作时间 (h/日)	功耗 (Wh)
照明	8	11	88	5.00	440
电视接收机	1	25	25	5.00	125
彩色电视	1	95	95	5.00	475
水泵	1	750	750	1.00	750
电冰箱	1	100	100	10.00	1000
洗衣机	1	300	300	1.00	300
微波炉	1	1000	1000	0.50	500
电脑	2	100	200	6.00	1200
打印机	1	250	250	0.50	125
传真机	1	150	150	1.00	150
合计			2958		5065

2.1.2.4 确定系统直流电压

根据负载功率确定系统的直流电压(即蓄电池的电压)。确定的原则是:

(1) 在条件允许的情况下,尽量提高系统电压,以减少线路损失。

(2) 直流电压选择要符合我国直流电压的标准等级:12V、24V、48V等。

(3) 直流电压上限最好不要超过 300V,以便于选择元器件和充电电源。

对于上述系统选用 48V 直流。

2.1.2.5 确定蓄电池的存储天数和放电深度

(1) 蓄电池储存天数:3天。

(2) 蓄电池放电深度:50%。

2.1.2.6 太阳能电池功率计算

(1) 太阳能电池选用秦皇岛华美光伏电源系统有限公司的组件,型号为:S-70D;开路电压:21.5V;短路电流:4.55A;峰值电压:17V;峰值电流:4.14A;峰值功率:70 Wp。

(2) 全年峰值日照时数为:1520h [1520kWh/(m²·年)];平均每日峰值日照时数为:1520÷365=4.16h/d。

(3) 每块标准组件设计为 12V 蓄电池充电,4块组件串联为 48V 蓄电池充电,因此,所需太阳能电池的串联数为 4块。

(4) 每日负载耗电量为:5065Wh÷48V=105.5Ah。

(5) 取蓄电池的充电效率为 0.9,逆变器效率为 0.8,20 年内太阳能电池衰减,方阵组合损失,尘埃遮挡等综合系数取为 1.02。根据上述参数计算所需太阳能电池的总充电电流为:105.5Ah×1.02/(4.16h×0.9×0.8)=35.93A。

(6) 所需太阳能电池的并联数为:35.93A÷4.14A/块=8.7块,取 9 块太阳能电池。

(7) 所需太阳能电池的总功率为:(9×4)块×70 峰瓦/块=2520 峰瓦。

2.1.2.7 蓄电池的容量计算

取蓄电池放电深度为 0.5,计算蓄电池容量为:105.5Ah/天×3天/0.5=633Ah,取 600Ah。蓄电池选用江苏双登全密封阀控式工业用铅酸蓄电池,GFM-600 型蓄电池(10 小时放电率的额定容量为 600Ah)24 只(48V)。

2.1.3 太阳能电池方阵前后间距的计算

当光伏电站功率较大时,需要前后排布太阳能电池方阵,有时太阳能电池方阵附近有高大建筑物或树木。这种情况下,需要计算建筑物或前排方阵的阴影,以确定方阵间的距离或太阳能电池方阵与建筑物的距离。一般确定原则为冬至当天早 9:00 至下午 3:00 太阳能电池方阵不应被遮挡。

图 2.6-13 太阳能电池方阵前后间距的计算参考图。

计算太阳能电池方阵间距 D,可以从下面 4 个公式求得

$$D = L \times \cos\beta \quad (2.6-1)$$

$$L = H / \tan\alpha \quad (2.6-2)$$

$$\alpha = \arcsin(\sin\delta \sin\phi + \cos\delta \cos\phi \cos\omega) \quad (2.6-3)$$

$$\beta = \arcsin(\cos\delta \sin\phi / \cos\alpha) \quad (2.6-4)$$

首先计算冬至上午 9:00 太阳高度角和太阳方位角,冬至时的赤纬角 δ 是 -23.45°,上午 9:00 的时角 ω 是 45°,于是有

$$\alpha = \arcsin(0.648 \cos\phi - 0.399 \sin\phi) \quad (2.6-5)$$

$$\beta = \arcsin(0.917 \times 0.707 / \cos\alpha) \quad (2.6-6)$$

求出太阳高度角 α 后和太阳方位角后,即可求出太阳光在方阵后面的投影长度 L,再将 L 折算到前后两排方阵之间

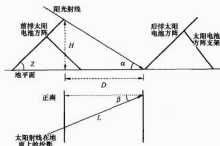


图 2.6-13 太阳能电池方阵前后间距的计算参考图
的垂直距离 D 为

$$D = L \times \cos\beta = H \times \cos\beta / \tan\alpha \quad (2.6-7)$$

【举例】

北京地区纬度 $\phi = 39.8^\circ$ ，太阳能电池方阵高 2m，求太阳能电池的方阵间距：

取 $\delta = -23.45^\circ$ ， $\omega = 45^\circ$ ，有

$$\alpha = \arcsin(0.648 \cos\phi - 0.399 \sin\phi)$$

$$= \arcsin(0.498 - 0.255) = 14.04^\circ$$

$$\beta = \arcsin(\cos\delta \sin\omega / \cos\alpha)$$

$$= \arcsin(0.917 \times 0.707 / 0.97) = 42.0^\circ$$

$$D = H (\cos\beta / \tan\alpha) = 2 \times 0.743 / 0.25 = 5.94 \text{m}$$

2.1.4 不同类型负载的特点

设计光伏发电系统和进行设备选型之前，要求充分了解负载的特性。负荷最为重要的特性包括：直流/交流，冲击性/非冲击性，重要/一般。

2.1.4.1 不同类型的交流负载具有不同的特性

(1) 电阻性负荷：白炽灯泡，电子节能灯、电加热器等（电流与电压同相，无冲击电流）。

(2) 电感性负荷：例如电动机，电冰箱，水泵等（电压超前于电流，有冲击性）。

(3) 电力电子类负荷：荧光灯（带电子镇流器的），电视机，计算机等（有冲击电流）。

2.1.4.2 电感性负荷的浪涌电流

(1) 电动机：额定电流的 5~8 倍，时间为 50~150ms。
(2) 电冰箱：额定电流的 5~10 倍，时间为 100~200ms。

(3) 彩电的消磁线圈和显示器：额定电流的 2~5 倍，时间为 20~100ms。

2.1.4.3 电力电子类负荷的峰值电流（幅值系数大于 1）

电力电子类负荷的工作波形如图 2.6-14 所示。



图 2.6-14 电力电子类负荷的工作波形

2.1.4.4 负荷参数和对电源的要求

包括电压、电流、功率、功率因数、波形、频率等。逆变器的波形一般有正弦波、纯正弦波和方波 3 种。一般方波逆变器或纯正弦波逆变器大多用于 1kW 以下的小功率系统，1kW 以上的大功率系统多数采用正弦波逆变器。

2.1.5 光伏发电系统的设备配置和选型

2.1.5.1 控制器

根据系统功率、电压、方阵路数、蓄电池组数 and 用户特殊要求确定控制器的类型。一般来讲，太阳能户用电源一般采用单路脉宽调制控制器，大功率光伏电站一般采用多路路控制器，通信电源和工业领域系统一般采用带有通信功能的智能控制器。上述独立电源系统实例中的太阳能电池用量为 2520W，负载约为 3000W，控制器选 48V 多路控制，输入/输出的最大允许电流为 100A。

2.1.5.2 逆变器

根据系统的直流电压确定逆变器的直流输入，根据负荷类型确定逆变器的功率和相数，根据负荷的冲击性决定逆变器的功率余量。一般来说，独立光伏村庄供电系统的负荷种类是不可能完全预知的，因此选用逆变器的时候一定要留有充分的余量，以保证系统的耐冲击性和可靠性。上述独立发电系统中负荷为 3000W，考虑到有计算机、电视机等冲击性负荷，选用 48V/5kVA 正弦波逆变器。

2.1.5.3 备用电源

独立光伏发电系统的备用电源一般是柴油发电机组，备用电源的功能主要是 2 个：一个作用是当阴雨天过长或负荷过重造成蓄电池亏电时，通过整流充电设备为蓄电池补充充电；另一个作用是当光伏发电系统发生故障，如逆变器，导致无法送电时，由备用电源直接向负荷供电。一般来说，只有 20kW 以上的大型光伏电站和不允许断电的通信系统才考虑配备柴油发电机，柴油发电机的容量应当与负荷相匹配。

2.1.5.4 数据采集系统

数据采集系统用于采集、记录、存储、显示系统所在地的太阳能辐射、环境温度和系统运行数据，同时具有数据传输的功能。一般数据采集系统也只在大型光伏试验电站和无人值守通信台站配备。

2.1.6 光伏发电系统的防雷接地设计

2.1.6.1 雷击的危害

雷电放电主通道通过被保护物，就被保护物被直击雷击中。太阳能电池方阵或机房建筑物被雷电直击击中会造成设备损坏，人员伤亡等极大危害。

雷电放电主通道没有经过被保护物，但放电过程中产生强大的瞬变电磁场在附近的导体中感应到电磁脉冲，称为 LEMP，即感应雷。LEMP 可通过两种不同的感应方式侵入导体：一是静电感应，在雷云中电荷积聚时，就近的导体会感应相反的电荷，当雷云放电时，雷云中电荷迅速释放，而导体中的静电荷在失去雷云电场束缚后也会沿导体流动寻找释放通道，就会在电路中形成 LEMP；二是电磁感应，在雷云放电时，迅速变化的雷电流在其周围产生强大的瞬变电磁场，附近的导体中就会产生很高的感生电动势，在电路中形成 LEMP。

LEMP 沿导体传播，损坏电路中的设备或设备中的器件。光伏发电系统中电缆多，线路长，给 LEMP 的产生、耦合和传播提供了良好环境，而光伏发电系统设备随着科技的发展，智能化程度越来越高，低压电路和集成电路也用的很普遍，抗过电压能力越来越差，极易受 LEMP 的袭击，并且损害的往往是集成度较高的系统核心器件，所以更不能掉以轻心。

由于 LEMP 可以来自空中放电，也可以来自对地雷击，而光伏发电系统与外界连接有各种长距离电缆可在更大范围内产生 LEMP，并沿电缆传入机房和设备。所以防感应雷是光伏发电系统防雷的重点。

2.1.6.2 光伏发电系统的防雷措施

(1) 直击雷的保护。为了尽量减少 LEMP 的产生,一般宜采用抑制型或屏蔽型的直击雷保护措施,如避雷带、避雷网和避雷针等,以减少直击雷击中的概率。并尽量采用多根均匀布置的引下线,因为多根引下线的分流作用可降低引下线沿线压降,减少侧击的危险,并使引下线内流产生的磁场在建筑物内空间内部部分抵消,以抑制 LEMP 的产生强度。接地体宜采用环型地网,引下线宜连接在环型地网的四周,这样有利于雷电流的散流和内部电位的均衡。

(2) 感应雷的保护。静电感应产生的 LEMP 一般通过电力电缆和通信电缆的金属外皮和天馈线侵入系统。所以对于进出电缆防雷防护的主要措施是:一是进出电缆必须带金属屏蔽层,且应埋地进出建筑物,并在进出户外电缆金属屏蔽层与联合接地体作等电位连接;二是在电源上逐级加装避雷器,实行多级防护,使 LEMP 在经过多级泄流后的残压小于电站设备的耐压值;三是在建筑物内的设备综合布线保护管宜采用金属管。

避雷器的防雷能力与安装方式有密切关系,主要是引线阻抗会产生额外的残压,应尽可能地缩短电力线与避雷器间的连线以及避雷器与接地汇流排板间连线的长度。多级布置避雷器可减少引线阻抗产生的额外残压,因为前级避雷器已将大部分雷电流泄放入地,在后级避雷器中泄放的雷电流较小。 $U_1 = I_1 \times (Z_{11} + Z_{12} + Z_{13})$, $U_2 = I_2 \times (Z_{22} + Z_{23} + Z_{24})$, 一般来说,后级泄放的雷电流 I_2 为前级 I_1 的 20% 左右,所以必然导致引线上的附加残压减小。

2.1.6.3 光伏发电系统的接地要求

将电气设备的任何部分,都与大地间作良好的电气连接,称为接地。埋入地中并且与大地直接相接触的金属体或金属体组,称为接地体或接地极。埋在直下的钢管、角钢或钢筋混凝土基础等都可作为接地极使用。连接电气设备与接地极之间的金属导线,称为接地线。

(1) 接地体。接地体宜采用热镀锌钢材,其规格要求如下:

- 1) 钢管: 直径 50mm, 壁厚不应小于 3.5mm。
- 2) 角钢: 不应小于 50mm×50mm×5mm。
- 3) 扁钢: 不应小于 40mm×4mm。

垂直接地体长度宜为 1.5~2.5m, 垂直接地体间距为其自身长度的 1.5~2 倍。若遇到土壤电阻率不均匀的地方,下层的土壤电阻率低,可以适当加长。当垂直接地体埋设有困难时,可设多根环形水平接地体,彼此间隔为 1~1.5m,且应每隔 3~5m 相互焊接连通一次。

在沿海盐碱腐蚀性较强或大地电阻率较高难以达到接地电阻要求的地区,接地体宜采用具有耐腐、保湿性能好的非金属材料。

接地体之间所有焊接点,除浇注在混凝土中的以外,均应进行防腐处理。接地装置的焊接长度: 对扁钢为宽边的 2 倍,对圆钢为其直径的 10 倍。

接地体的上端距地面不应小于 0.7m, 在寒冷地区,接地体应埋设在冻土层以下。

(2) 接地线和接地引入线。接地线宜短直,截面积为 35~95mm², 材料为多股铜线。

接地引入线长度不宜超过 30m, 其材料为镀锌扁钢,截面积不宜小于 40mm² 乘以 4mm 或不少于 95mm² 的多股铜线。接地引入线应作防腐、绝缘处理,并不得在暖气地沟内布放,埋设时应避开污水管道和水沟,裸露在地面以上部分,应有防止机械损伤的措施。

(3) 接地电阻。如果采用地网,地网的接地电阻值应小于 5Ω, 对于年雷暴日小于 20 天的地区,接地电阻值可小于 10Ω。采用架空避雷线和避雷针的接地电阻值应小于 10Ω。采用避雷器的接地电阻值应小于 10Ω。

2.2 交流总线独立混合发电系统介绍

AC 总线的独立混合发电系统适合于边远地区多种发电装置联合供电的、用户居住分散的较大型村落电站,更适合于 24h 连续供电。

AC 总线需要有一个由以蓄电池为基础的直流总线建立起来的可再生能源发电系统,直流总线通过双向逆变器,建立起三相交流微电网,即交流总线。其他发电装置可以就近安装在各个负载群附近,以并网方式与交流总线连接,扩容非常方便,连接新的负载也非常方便,整体运行效率远高于 DC 总线,如图 2.6-15 所示。

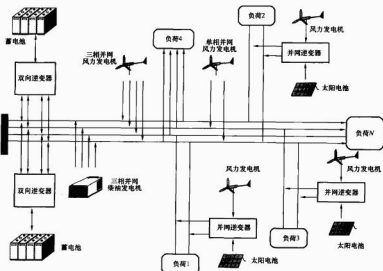


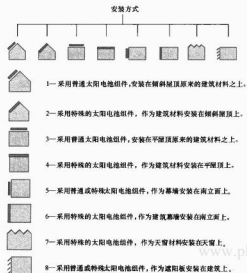
图 2.6-15 AC 总线混合发电系统

AC总线由与蓄电池连接的双向逆变器建立,当白天日照很强或风力很大时,AC总线上的负荷不足以消耗AC总线上发电设备的电力,多余的电力将通过双向逆变器为蓄电池充电;当负荷需求大于AC总线上发电设备的出力时,如夜间太阳能电池不发电时,蓄电池将通过双向逆变器向AC总线供电。

2.3 并网光伏发电系统设计

2.3.1 BIPV 的建筑形式

光伏与建筑结合有如下几种形式:



2.3.2 BIPV 的专用太阳能电池组件

太阳能电池与建筑相结合不同于单独作为发电装置使用,作为建筑的一部分,除了发电,还要考虑其他的功能:

- (1) 使室内与室外隔离。
- (2) 防雨。
- (3) 抗风。
- (4) 隔热。
- (5) 隔噪声。
- (6) 遮阳。
- (7) 美观。
- (8) 能够作为建筑材料共建筑师选择。

普通的太阳能电池结构如图 2.6-16 所示。

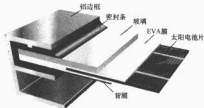


图 2.6-16 普通太阳能电池组件结构

为了与建筑结合和安装的方便,要么是将太阳能电池制作成太阳能电池瓦(见图 2.6-17);要么是制作专用托架或导轨(见图 2.6-18),可以方便地将普通太阳能电池安装在其上;为

了便于安装,与建筑结合的太阳能电池常常制作成无边框组件(见图 2.6-19),而且接线盒一般安装在组件侧面,而不是像普通组件那样安装在背面(见图 2.6-20)。



图 2.6-17 荷兰 Lafarge 公司制作的太阳能电池瓦

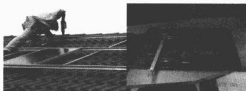


图 2.6-18 太阳能电池导轨安装和专用托架

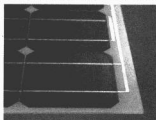


图 2.6-19 与建筑结合的特殊无边框太阳能电池组件

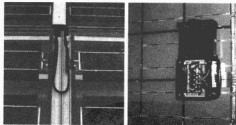


图 2.6-20 接线盒在侧面的专用组件和接线盒在背面的普通组件

太阳能电池还可以与各种不同的玻璃结合制作成特殊的玻璃幕墙或天窗,如:

- (1) 隔热玻璃组件。
- (2) 防紫外线玻璃组件。
- (3) 隔声玻璃组件。
- (4) 夹层安全玻璃组件。
- (5) 防盗或防弹玻璃组件。
- (6) 防火组件等。

2.3.3 BIPV 对太阳能电池提出了一些特殊要求

2.3.3.1 颜色的要求

当太阳能电池作为南立面的幕墙或天窗时,就会对太阳能电池的颜色提出要求,对于单晶硅电池,可以用腐蚀性绒面的办

法将其表面变成黑色,安装在屋顶或南立面显得庄重,而且基本不反光,没有光污染的问题。对于多晶硅太阳能电池,不能采用腐蚀绒面的办法,但可以在蒸镀减反射膜的时候加入一些微量元素,来改变太阳能电池表面的颜色,可以变成黄色、粉红色、淡绿色等多种颜色。对于非晶硅太阳能电池,其本已同茶色玻璃的颜色一样,很适合做玻璃幕墙和天窗玻璃。

2.3.3.2 透光的要求

当太阳能电池用做天窗、遮阳板和幕墙时,对于它的透光性就有了一定的要求。一般来讲,晶体硅太阳能电池本身是不透光的,当需要透光时,只能将组件用双层玻璃封装,通过调整电池片之间的空隙来调整透光量。由于电池片本身不透光,作为玻璃幕墙或天窗时其投影呈现不均匀的斑状。

晶体硅太阳能电池也可以做成透光型,即在晶体硅太阳能电池上打上很多细小的孔,但是制作工艺复杂,成本昂贵,目前还没有达到商业化的程度。

非晶硅太阳能电池可以制作成茶色玻璃一样的效果,透光效果好,投影也十分均匀柔和,如果是将太阳能电池用作玻璃幕墙和天窗,选非晶硅太阳能电池更为适合。



图 2.6-21 晶体硅和非晶硅太阳能电池幕墙效果比较

2.3.3.3 尺寸和形状的要求

因为太阳能电池要与建筑结合,在一些特殊应用场合会对太阳能电池组件的形状提出要求,不再只是常规的方形。如圆形屋顶要求太阳能电池呈圆带状,带有斜边的建筑要求太阳能电池组件也要有斜边,拱形屋顶要求太阳能电池组件能够有一定的弯曲度等。

2.3.4 开展 BIPV 应当注意的一些问题

德国虽然已经完成了 10 万光伏屋顶计划,全国光伏建筑的累计安装量已经超过 400MW (是我国太阳能电池累计安装量的 8 倍)。取得了丰富的经验,但也发现了不少的问题。德国大多数光伏建筑都是由专业建筑师设计的,在外观上,在建筑功能上以及在透光性和与建筑和谐一致的确立上得无可挑剔。但是这些建筑师也忽略或者说不了解太阳能电池的发电特性,如太阳能电池的朝向、被遮挡和温升等问题。

2.3.4.1 太阳能电池安装的朝向

太阳能电池与建筑相结合有时不能自由选择安装的朝向,不同朝向的太阳能电池的发电量是不同的,不能按照常规方法进行发电量计算。可以根据图 2.6-22 对不同朝向太阳能电池的发电量进行基本估计。

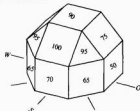


图 2.6-22 太阳能电池不同朝向的相对发电量

由图 2.6-22 可知不同朝向安装的太阳能电池的发电量有:

- (1) 假定向南倾斜纬度角安装的太阳能电池发电量为 100。
- (2) 其他朝向全年发电量均有不同程度的减少。

2.3.4.2 太阳能电池的遮挡

太阳能电池与建筑相结合,有时也不可避免地会受到遮挡。遮挡对于晶体硅太阳能电池的发电量影响很大,对于非晶硅的影响会小得多。一块晶体硅太阳能电池组件被遮挡了 1/10 的面积,功率损失将达到 50%;而非晶硅受到同样的遮挡,功率损失只有 10%,如图 2.6-23 所示。

如果太阳能电池不可避免会被遮挡,应当尽量选用非晶硅太阳能电池。

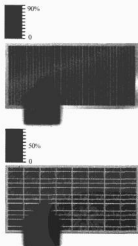


图 2.6-23 非晶硅(左)和晶体硅(右)

太阳能电池被遮挡时的功率损失

2.3.4.3 太阳能电池的温升和通风

太阳能电池与建筑相结合还应当注意太阳能电池的通风设计,以避免太阳能电池温度过高造成发电效率降低(晶体硅太阳能电池的结温超过 25℃ 时,每升高一度功率损失大约 4%)。太阳能电池的温升与安装位置和通风情况有关,德国太阳能学会就此种情况专门进行了测试,以下给出不同安装方式和不同通风条件下太阳能电池的实测温升情况:

■ 作为立面墙体材料,没有通风,温升非常高,功率损失 9%。

■ 作为屋顶建筑材料, 没有通风, 温升很高, 功率损失 5.4%。

■ 安装在南立面, 通风较差, 温升很高, 功率损失 4.8%。

■ 安装在倾斜屋顶, 通风较差, 温升很高, 功率损失 3.6%。

■ 安装在倾斜屋顶, 有较好的通风, 温升很高, 功率损失 2.6%。

■ 安装在平屋顶, 通风较好, 温升很高, 功率损失 2.1%。

普通方式安装在屋顶, 有很大的通风间隙, 几乎没有温升。

2.3.5 BIPV 的电气连接方式

德国和荷兰的光伏屋顶计划大多数是安装在居民建筑上的分散系统, 功率一般为 1~50kW 不等。由于光伏发电补偿电价不同于用户的用电电价, 所以采用双表制, 一块表记录太阳能电池馈入电网的电量, 另一块记录用户的用电量, 如图 2.6-24 所示。

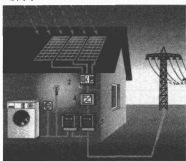


图 2.6-24 并网光伏发电示意图 (高价上网接线方式)

- 1—太阳能电池组件; 2—保护装置; 3—线缆;
4—并网逆变器; 5—用电、发电计量电度表

这种方式也有一些功率很大的系统, 如德国慕尼黑展览中心屋顶 2MW 的 BIPV 系统和柏林火车站 200kW 的系统。对于小系统, 一般只用一台并网逆变器, 对于大系统, 一般采用多台逆变器。柏林火车站 200kW 的 BIPV 系统分为 12 个太阳能电池方阵, 每个方阵由 60 块 300W 的太阳能电池组件构成, 每个方阵连接一台 15kVA 的逆变器, 分别并网发电。慕尼黑 2MW 的 BIPV 项目则不同, 2MW 由 2 个 1MW 的系统分一期、二期建成。每个 1MW 的系统采用公共直流母线, 3 台 300kVA 的逆变器按照主从方式工作, 当光强较弱时只有一台逆变器工作, 阳光最强时三台逆变器都工作, 这样就使逆变器工作在高负荷状态, 具有更高的转换效率。

并网光伏发电可以采用发电、用电分开计价的接线方式, 也可以采用“净电表”计价的接线方式。德国和欧洲大部分国家都采用双价制, 电力公司高价收购太阳能发电的电量 (平均 0.55 欧元/kWh), 用户用电则仅支付常规的低廉电价 (0.06~0.1 欧元/kWh), 这种政策称之为“上网电价”政策。这样的情况下, 光伏发电系统应当在用户电表之前并入电网。美国和日本采用初投资补贴, 运行时对光伏发电不再支付高价, 但是允许用光伏发电的电量抵消用户从

电网的用电量, 电力公司按照用户电表的净值收费, 称之为“净电表”计量制度。此时, 光伏发电系统应当在用户电表之后接入电网。

由于我国目前还没有实行光伏发电的高电价, 因此, 本项目采用“净电表”配电方式。“净电表”制单相和三相接线方式的示意图如图 2.6-25 和图 2.6-26 所示。

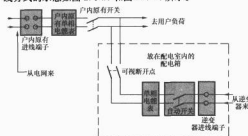


图 2.6-25 净电表计量单相线路连接图

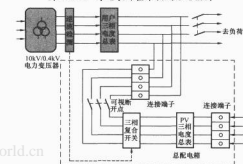


图 2.6-26 净电表计量三相线路连接图

2.4 光伏水泵系统设计

2.4.1 太阳能水泵的基本概念

光伏水泵属于既不属于并网光伏系统, 也不属于常规独立光伏电源, 而是属于不带蓄电池的直接连接 (Directly Coupled) 光伏系统。光伏水泵由于其安装方便、不带蓄电池、不受电源和地点限制以及可移动性, 已经广泛用于人畜饮水和移动灌溉。不同的抽水用途应当采用不同的水泵, 如表 2.6-11 所示。

表 2.6-11 水泵类型选择

参数 \ 泵型	手压泵	地面自吸泵	直流潜水泵	交流潜水泵 (多级离心泵)
扬程 (m)	<20	<5	20~50	50~400
流量 (m³/d)	<50	25~100	10~100	10~100

设计一套光伏水泵, 首先要知道对于水的需求和水泵系统的特点, 如图 2.6-27 所示。

(1) 吸程。包括净吸程 (净水位以上) 和动吸程 (动水位到净水位的吸程), 离心泵靠形成真空后的大气压力吸水, 最高理论吸程是 10.33m, 但实际设计吸程还要考虑气蚀余量和安全量。

吸程—标准大气压 (10.33m) —气蚀余量—安全量 (0.5m)

一般离心泵的设计吸程应当在 1~5m。

(2) 扬程。单位质量液体通过泵所获得的能量叫扬程, 在设计时是指从水泵中心线提升到出水点或者蓄水箱的水面

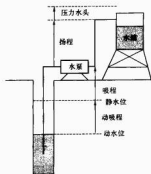


图 2.6-27 水泵的基本特征

之间总的垂直距离，单位是 m。

(3) 压力水头。对于密闭的出水系统或需要加压的系统应当由用户提出数据，而对于一般的敞开系统，压力水头为零。

(4) 总水头（总扬程）。总水头=动吸程+净吸程+扬程+压力水头，单位是 m。

(5) 流量。是泵在单位时间内输送出去的液体量（体积或质量），用 Q 表示，单位是 m^3/s 、 m^3/h 、 m^3/d 、 L/s 等。

2.4.2 太阳能水泵的设计步骤

可以有三种办法计算太阳能电池的用量，从水泵的功率测算太阳能电池的用量，和从总耗能来推算水泵功率和太阳能电池的用量。

2.4.2.1 从水泵功率测算太阳能电池用量

(1) 收集用户信息，确切知道井深、动水位、静水位、水箱高度或扬水高度、每日需水量、太阳能资源等。

(2) 根据用户提供的信息计算出水泵的总水头（或总扬程）和流量。

(3) 根据总水头（或总扬程）、流量和水泵厂家的水泵参数选择水泵的功率，并确定采用直流水泵还是交流水泵。如果是交流水泵还应当选择合适的逆变器或变频器。

(4) 根据所选定的水泵功率和根据流量测算出的每日工作时间，计算总的耗电量。计算耗电量时还要考虑系统效率。

(5) 根据耗电量确定太阳能电池的用量。

以 Grundfos 公司的 SP14A 水泵系列为例，技术参数如表 2.6-12 和图 2.6-28 所示。

表 2.6-12 Grundfos 公司的 SP14A 水泵技术参数

水泵型号	电动机功率 (kW)	流量 (m^3/h)	扬程 (m)
SP 14A-5	1.5	2~18	16~34
SP 14A-7	2.2	2~18	18~48
SP 14A-10	3.0	2~18	25~66
SP 14A-13	4.0	2~18	34~88
SP 14A-18	5.5	2~18	45~120
SP 14A-25	7.5	2~18	80~160

假如流量为 $8m^3/h$ （大约 $30m^3/d$ ），扬程 30m，从图中的扬程（纵坐标）—流量（横坐标）交叉点可知应当选 SP14A-5 型水泵，水泵功率为 1.5kW，则太阳能电池应选大

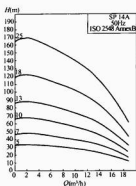


图 2.6-28 SP14A 系列水泵参数图

约 2kW。

表 2.6-13 给出了广东万事达水泵流量、扬程和功率的对应参数。

表 2.6-13 广东万事达水泵流量、扬程和功率对应参数

水泵型号	电动机功率 (kW)	流量/扬程 [(m^3/h) / (m)]
150QJ12-25/2	1.5	8/30 12/25 16/18
150QJ12-38/3	2.2	8/45 12/38 16/27
150QJ12-51/4	3.0	8/60 12/51 16/36
150QJ12-76/6	4.0	8/89 12/76 16/54
150QJ12-102/8	5.5	8/119 12/102 16/72
150QJ12-140/11	7.5	8/164 12/140 16/100

按照流量为 $8m^3/h$ （大约 $30m^3/d$ ），扬程 30m，从图 2.6-28 中可知应当选 150QJ12-25/2 型水泵，水泵功率也是 1.5kW，则太阳能电池应选大约 2kW。

2.4.2.2 从能量需求推算水泵的功率和太阳能电池的用量

在手头没有水泵手册的时候，也可以直接从所需的扬程和流量推算水泵的功率和太阳能电池的用量，这种方法对于编制太阳能水泵的设计软件是必不可少的。

(1) 计算每日提水需要的能量。计算每日提水需要的能量可用公式

$$E_{\text{泵}} = 86400 \rho g Q h (1 + f) / 3600 / 1000 \quad (\text{kWh}) \quad (2.6-8)$$

式中： $E_{\text{泵}}$ 为抽水能量，kWh； ρ 为水的密度， $1000\text{kg}/m^3$ ； g 为重力加速度（ $9.81m/s^2$ ）； Q 为流量或需求水量， m^3/d ； h 为总扬程， m ； f 为水管摩擦损失系数（5%~10%）；常数 86400 为一般用户只能提供每日的需求水量，将 24h 换算成秒，则等于 86400s。

例如：一个村庄每日需水 $30m^3$ ，总扬程 30m，摩擦系数取 7%，则有

$$E_{\text{泵}} = 86400 \times 9.81 \times 1000 \times 30 / 86400 \times 30 (1 + 0.07) = 9447.030 (\text{J}) = 2.6\text{kWh}$$

(2) 计算系统所需总能量有了能量需求，还要考虑系统部件的效率，如水泵、电动机、逆变器，光伏提水系统的效率，即电—水效率，是提升水所需要的机械能与电动机的输入电能之比。表 2.6-14 列出了不同类型水泵效率，表 2.6-14 中的效率值是对于匹配好的系统而言的。如果水泵与水头匹配差，其效率会降低。如果太阳能电池在低光强情况下

工作或提水系统与控制器类型不相匹配,其效率也低。

表 2.6-14 不同水泵的效率(含电动机效率)

水泵类型	水 头	水泵效率(%)
地面安装的离心泵	0~5	10~25
多级潜水泵	5~20	20~40
排水泵	20~100	30~45

据报道,一些新的水泵效率可以高达75%。

如果采用的是交流水泵,则还要考虑逆变器或变频器的效率,于是光伏水泵系统的最终能量需求为

$$E_{\text{sys}} = E_{\text{pump}} / (\eta_{\text{pump}} \times \eta_{\text{inverter}} \times \eta_{\text{el}} \times \eta_{\text{bater}}) \quad (2.6-9)$$

式中: E_{sys} 为光伏水泵系统能量需求, kWh; E_{pump} 为抽水能量需求, kWh; η_{pump} 为水泵系统效率(含电动机效率)(10%~50%); η_{inverter} 为逆变器效率(或变频器效率)(80%~90%); η_{el} 为太阳能电池的匹配效率(90%); η_{bater} 为包括其他损失的效率(90%~95%)。

以上面的计算为例,可得

$$E_{\text{sys}} = 2.6 \text{ kWh} / (0.4 \times 0.85 \times 0.9 \times 0.9) = 9.44 \text{ kWh}$$

(3) 计算倾斜太阳能电池方阵面上的辐射量。一般来讲,太阳能电池倾斜方阵面上的辐射量要比水平面辐射量大10%~15%,如果水平面太阳辐射是每天4个峰值小时,则太阳能电池方阵面上的辐射量则大约为4.5峰值小时(相当于太阳辐射资源为每日4.5 kWh/m²)。

(4) 推算太阳能电池用量。

$$P_s = E_{\text{sys}} / 4.5 = 9.44 \text{ kWh} / 4.5 \text{ h} = 2.1 \text{ kW}$$

(5) 推算水泵功率。水泵功率可按照太阳能电池功率的70%选取,上例大约1.5 kW左右,然后根据这样的功率确定合适的扬程和流量,上例扬程30m,流量30m³/d(大约8m³/h)。查水泵手册,也选择 Grundfos 的 SP 14A-5型水泵。

2.4.2.3 从专业太阳能水泵手册推算太阳能电池用量

一些专业生产太阳能水泵的生产厂家给出了一些图表,根据这些图表和水泵参数可以很方便地推算太阳能电池的用量,图2.6-29给出Grundfos公司SP 3A-10太阳能水泵参数图。

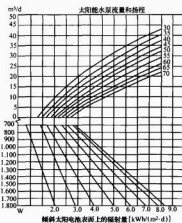


图 2.6-29 SP 3A-10 太阳能水泵参数图

仍然以上面的例子推算太阳能电池的用量: 流量30m³/d; 扬程30m; 太阳能资源4.5 kWh/(m²·d)。

从上半图的纵坐标30m³/d, 横向向右找到扬程30m的交点; 然后垂直向下找到4.5 kWh/(m²·d)的交点, 然后向找出下半图纵坐标上的太阳能电池用量。查找的结果也是2kW左右(交点已经超出图外, 图上的近似值为1800W, 见图中间箭头线)。

由上面3种办法得出的水泵功率和太阳能电池功率的计算结果基本一致。

2.5 太阳能路灯的设计

2.5.1 太阳能路灯的容量设计

太阳能路灯属于没有备用电源的独立供电系统, 所有的能量全部来自太阳。因此, 太阳能路灯的容量匹配和设计就显得十分重要。太阳能电池的用量主要同使用地点的太阳能资源和负荷耗电有关, 容量设计如下步骤:

2.5.1.1 太阳能路灯的容量需求计算

根据负载需求确定对太阳能路灯容量的基本要求, 见表2.6-15。

表 2.6-15 太阳能路灯(庭院灯)的基本要求

太阳能路灯		太阳能庭院灯	
灯具(光源)	35W 金卤灯	灯具(光源)	18W 节能灯
灯杆	6~8m	灯杆	4~5m
每日工作时间	8h	每日工作时间	8h
每日耗电	280Wh	每日耗电	144Wh
连续阴雨天	3天	连续阴雨天	3天

应当从当地气象局拿到水平面上的各月总辐射量, 然后采用专用软件, 如加大环境资源部和美国宇航局(NASA)联合开发的 RetScreen 进行倾斜太阳能电池方阵面上的辐射量的计算, 以北京地区为例(见图2.6-30)。

当地经纬度和太阳电池方位			
地点	°N	Fixed	
仰角	-	45.0	
方位角	-	0.0	
太阳辐射和气候条件			
月份	水平面上的月辐射量 [kWh/(m²·d)]	月平均气温 (°C)	方阵面上的月辐射量 [kWh/(m²·d)]
一月	3.74	4.25	
二月	4.25	4.36	
三月	5.02	4.85	
四月	4.85	4.65	
五月	3.69	3.98	
六月	4.27	4.22	
七月	3.62	3.35	
八月			
九月			
十月			
十一月			
十二月			
水平面太阳辐射量	MWh/m²	每年	1.34
方阵面太阳辐射量	MWh/m²	每年	1.52
平均气温	°C	每年	11.8

图 2.6-30 RetScreen 设计软件太阳辐射计算结果

计算负荷的耗电:

太阳能路灯日耗电 35W×8h=280Wh, 太阳能村庄灯日耗电 18W×8h=144Wh;

确定系统直流电压;

太阳能路灯日 24V, 太阳能村庄灯 12V;

确定蓄电池存储天数: 3天;

确定蓄电池放电深度: 50%。

2.5.1.2 太阳能路灯的各部件容量设计

(1) 太阳能电池选用上海太阳能科技有限公司的组件, 型号为: S-70D; 开路电压: 21.5V; 短路电流: 4.55A; 峰值电压: 17V; 峰值电流: 4.14A; 峰值功率: 70W。

(2) 全年峰值日照时数为: 1520h; 平均每日峰值日照时数为: $1520 \div 365 = 4.16\text{h/d}$ 。

(3) 每块标准组件设计为 12V 蓄电池充电, 2 块组件串联为 24V 蓄电池充电, 1 块组件为 12V 蓄电池充电。

(4) 每日负荷耗电量: 路灯 $280\text{Wh} \div 24\text{V} = 11.7\text{Ah}$, 村庄灯 $144\text{Wh} \div 12\text{V} = 12.0\text{Ah}$ 。

(5) 取蓄电池的充电效率为 0.9, 取太阳能电池衰减, 功率偏差, 尘埃遮挡等综合损失为 5%, 所需太阳能电池的总电流为: $11.7\text{Ah} \times 1.02 / (4.16 \times 0.9) = 3.28\text{A}$ 。

(6) 所需太阳能电池的并联数为: $3.28\text{A} \div 4.14\text{A/块} = 0.8$ 块, 选定 1 块 S-70D 太阳能电池并联。

(7) 所需太阳能电池的串联数: 太阳能路灯 $24\text{V}/12\text{V} = 2$ 块, 太阳能村庄灯 $12\text{V}/12\text{V} = 1$ 块。

(8) 所需太阳能电池总功率为: 太阳能路灯 $(2 \times 1)\text{块} \times 70\text{峰瓦/块} = 140\text{峰瓦}$, 太阳能村庄灯 $(1 \times 1)\text{块} \times 70\text{峰瓦/块} = 70\text{峰瓦}$ 。

(9) 蓄电池的容量设计: 太阳能路灯 $11.7\text{Ah}/\text{天} \times 3\text{天} \div 0.5 = 70.2\text{Ah}$; 太阳能村庄灯 $12.0\text{Ah}/\text{天} \times 3\text{天} \div 0.5 = 72.0\text{Ah}$ 。

取蓄电池放电深度为 0.5, 太阳能路灯选用 6GFM-80 型蓄电池 2 只 ($24\text{V}/80\text{Ah}$); 太阳能村庄灯选用 6GFM-80 型蓄电池 1 只 ($12\text{V}/80\text{Ah}$)。

(10) 控制器的选型: 太阳能路灯控制器 $24\text{V}/16\text{A}$; 太阳能村庄灯控制器 $12\text{V}/10\text{A}$ 。

2.5.2 光源的选型

光源并不是太阳能路灯配置中最贵的部件, 但却是最为关键的部件, 从目前的故障率来看, 光源的故障率是所有太阳能路灯部件中最高的, 因此光源的选型、设计和安装是非常重要的。表 2.6-16 列出了不同光源的一些基本特性:

表 2.6-16 不同光源基本特性

单位	白炽灯	白光 LED	直管型 荧光灯	直管紧凑型 荧光灯	交流紧凑型 荧光灯
功率范围 (W)	10~200	0.04~10	8~65	5~40	3~55
平均光效 (Lm/W)	15	30~50	60	60	60
额定寿命 (h)	1000	100 000 (50%光源)	6000	6000	6000
色温 (K)	2500	>5000	2500~ 6500	2500~ 6500	2500~ 6500
显色指数 R_a	96	75	80	80	80
单位	低压钠灯	高压钠灯	高压汞灯	无极气体灯	金卤灯
功率范围 (W)	18~200	35~400	50~500	5~50	35~1600
平均光效 (Lm/W)	60~80	60~80	45	60	60~80
额定寿命 (h)	12 000	12 000	10 000	>20 000	8 000
色温 (K)	2100	2800	5500	5000	4000~6000
显色指数 R_a	30	30	50	80	60~80

目前已经用于北京市“亮起来”工程的光源有: 白光 LED、直管荧光灯, 低压钠灯, 高压钠灯, 无极灯和金卤灯。各种光源的优缺点见表 2.6-17。

表 2.6-17 不同光源的优缺点

光源	优点	缺点
白光 LED	理论寿命长, 色温合适, 无冲击电流, 低压工作, 安全性好	定向性强, 照度不均匀; 光效偏低; 作为照明时需要多颗并联使用; 必须采用恒流源; 如果恒流源或散热器不好将严重影响寿命; 价格昂贵
直管荧光灯	价格便宜, 色温合适, 光效可以接受, 照度均匀	属于紧凑型, 不易散热, 夏季容易损坏, 寿命偏低
低压钠灯	光效高, 穿透力强, 照度均匀, 寿命长	价格偏高, 色温偏低, 小功率光效偏低, 直流电子镇流器时有故障
高压钠灯	光效高, 照度均匀, 寿命长	价格稍贵, 色温偏低, 小功率光效偏低, 直流电子镇流器时有故障
无极灯	超长寿命, 色温合适, 光效可以接受, 照度均匀	价格稍贵, 安装的不多, 可靠性有待观察
金卤灯	寿命长, 色温合适, 光效高, 照度均匀	价格偏高, 透雾性不强, 光源的可靠性有待观察

综合考虑价格、寿命、可靠性、光效、功率范围、均匀度和色温, 村庄灯仍以直管节能灯和无极灯为首选, 路灯则以金卤灯、无极灯和高压钠灯为宜。为了解决好直管节能灯的故障率问题, 也可以考虑采用分体式灯具, 将直流电子镇流器和灯管分开安装, 便于散热。

对于新光源高亮度 LED, 作为景观和显示光源已经表现出很好的节能效果和高可靠性, 但是作为以照明为目的的太阳能路灯, 如果要达到同其他高光效光源相同的节能效果, 由于其光效无优势, LED 并不能节能。对于某些只要“灯下亮”就可以接受的照明场合, 可以采用比其他光源功率低的 LED 光源, 从而达到节能的效果, 如某些县采用 10WLED 光源 (50W 太阳电池) 作为村庄灯, 就是一个例子。LED 光源目前最大的优势在于其超长的寿命, 在采取一定措施的前提下, 如增加反光板和适当调整 LED 灯条的照射角度, 也可以弥补 LED 自身的缺点, 达到较好的照明效果, 但真正要做到 LED 光源的高可靠和长寿命, 灯具的散热和恒流驱动一定要过关。

2.5.3 太阳能路灯控制器

除了光源, 路灯控制器也是非常重要的部件。路灯控制器的作用包括: 光控开关机, 路灯工作定时, 控制蓄电池的充放电, 单/双灯模式控制, 蓄电池容量监测, 以及短路、过流、防极性反接、防反充、线路防雷等各种保护功能。控制器的设计和质量直接关系到路灯的工作效率和可靠性。

2.5.3.1 控制器的主要功能

一台高质量的路灯控制器应当具有如下功能:

- (1) 光控自动开、关机。
- (2) 光控开机, 定时关机 (2、4、6、8、10、12h)。
- (3) 手动开、关机。
- (4) PWM 三段充放电控制 (带温度补偿功能)。
- (5) 单/双灯工作模式选则。
- (6) 交/直流灯具选择。
- (7) 12V/24V 选择。
- (8) 蓄电池 SOC 放电过程自动控制。

- (9) 蓄电池过放电保护。
- (10) 防反充保护。
- (11) 防反接保护。
- (12) 过电流和短路保护。
- (13) 手动程序复位。

2.5.3.2 充电控制和放电过程控制模式

太阳能路灯所用蓄电池的充电电源是太阳能电池，完全是“靠天吃饭”。气候的变化，连续阴雨天，多云和大气污染都会造成日照不足，日照不足则会造成蓄电池的过放电。如何提高充电效率，如何有效地防止蓄电池的过放电，则是设计控制器的关键。

(1) PWM三阶段充电方法。太阳能电池的成本很高，占到太阳能路灯总造价的60%以上，提高太阳能电池的利用率和充电效率则能够更有效地利用宝贵的太阳能，使蓄电池处于良好的工作状态。根据美国佛罗里达州太阳能研究中心的测试结果，采用脉宽调制(PWM)三阶段充电方式的控制器比简单的充满一断开控制器的充电效率要高出30%(见图2.6-31)。

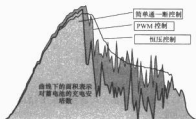


图 2.6-31 简单充满一断开控制器和 PWM 控制器的充电效率比较

PWM 充电方式可以随着蓄电池的充满，电流逐渐减小，符合蓄电池对于充电过程的要求，能够有效地消除极化，有利于完全恢复蓄电池的电量。三阶段充电方式包括均衡充电、快速充电和浮充电。蓄电池没有发生过放电，正常工作时采用浮充电，可以有效防止过充电，减少水分的散失；当蓄电池的放电深度超过70%，则实施一次快速充电，有利于完全恢复蓄电池的容量；一旦放电深度(DOD)超

过40%，则实施一次均衡充电，不但有利于完全恢复蓄电池的容量，轻微的放气还能够起到搅拌作用防止蓄电池内电解液的分层。

PWM 三阶段充电法可以最大限度地利用昂贵的太阳能电池，大大提高充电效率，还能够保证蓄电池始终处于良好的工作状态。

(2) 剩余容量控制法。铅酸蓄电池在使用过程中如果经常深度放电(SOC 低于10%)，则蓄电池的使用寿命将会大大缩短。反之，如果蓄电池在使用过程中一直处于浮充电或浅放电(SOC 始终大于50%)状态，则蓄电池的使用寿命将会大大延长。从图2.6-32可以看出，当蓄电池的放电深度为10%时(生于容量为90%)，蓄电池的循环寿命可以达到5000次；当放电深度为50%时，循环寿命为1000次；而当放电深度为80%时，则蓄电池的循环寿命将减少到只有500次。

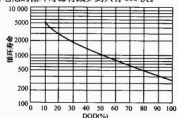


图 2.6-32 蓄电池放电深度和循环寿命的关系

蓄电池的过放电不但严重影响蓄电池的使用寿命，而且会影响到太阳能路灯的可靠工作。蓄电池一旦过放电，或者强迫将负荷断开，或者由于蓄电池电压过低而自动断电，这样就会造成太阳能路灯的停电。

新型太阳能路灯控制器提出了蓄电池剩余容量控制法的新思路，设计了根据蓄电池容量(SOC)或相应电压对蓄电池的放电过程进行控制的方法。即不等到蓄电池发生过放电时再被迫切断负载，而是在蓄电池的容量(即相应电压)下降到一定程度时，就开始自动将蓄电池的负载适当调小或将负荷的工作时间适当缩短，使蓄电池基本不会发生过放电，并且负载也始终都在工作中，大大地提高了太阳能路灯的可靠性。太阳能路灯双灯 SOC 放电过程控制流程如图2.6-33所示。

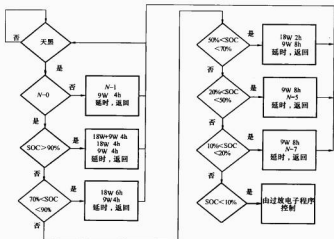


图 2.6-33 太阳能路灯双灯 SOC 放电过程控制流程

(1) 每天天黑后先检查蓄电池在前几天是否发生过放电, $N \neq 0$ 说明发生过, 则当天按照最低负荷运行; $N = 0$ 说明没有发生过放电或已经完成了强制恢复程序;

(2) 根据蓄电池的容量—电压关系, 判定蓄电池的剩余容量 (SOC)。当 SOC 大于 80%, 当天按照满负荷运行; 当 SOC 小于 80%, 大于 70% 时, 或当 SOC 小于 70%, 大于 50% 时, 依次按照程序减少负荷或缩短当日工作时间运行; 当 SOC 小于 50%, 大于 20% 时, 或当 SOC 小于 20%, 大于 10% 时, 说明蓄电池已经欠电压, 则必须按照程序进行强制恢复, 即要求路灯按照最低负荷连续运行 N 天。由于太阳能电池的功率、蓄电池的容量都是按照满负荷运行设计的, 正常情况下都可以满负荷运行。当某一季节天气不好, 太阳能电池充电不足时, 由于本方法及时调整了负荷和工作时间, 就能够使太阳能电池发出的电仍然能够满足调整后的负荷的需要, 不会造成蓄电池的过放电。一旦天晴, 这样的控制方法还有利于蓄电池容量的迅速恢复。

(3) 单灯容量控制法控制过程: 按照蓄电池的剩余容量 (SOC) 调整路灯的工作时间, 以保证蓄电池不被过放电。原理与双灯控制类似, 不再赘述。

2.5.3.3 硬件设计方案

根据系统的功能要求, 采用单片机设计了太阳能路灯控制器, 电路原理图如图 2.6-34 所示。

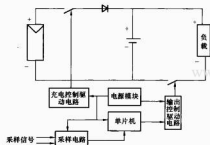


图 2.6-34 太阳能路灯控制器原理图

(1) 控制器的核心是一片 AT89S52 单片, 此单片机低成本、低功耗, 高性能, 易扩充, 但此芯片不带有 PWM 口, 因此, 在本方案中实现脉宽调制充电方式采用软件来实现。

(2) 温度检测采用 DALLAS TO-92 封装的 DS18B20。此芯片和 CPU 的连接简单, 仅仅通过一个管脚和单片机进行通信, 测量温度范围为 $-55^{\circ}\text{C} \sim +125^{\circ}\text{C}$ 。

(3) 太阳能电池有两个作用, 在白天有太阳时给蓄电池充电, 另一方面作为光敏元件, 也就是从太阳能电池两端的电压大小, 即可判断天黑还是天亮, 能使太阳能路灯具备天黑灯自动点亮的功能。

(4) 蓄电池电压检测和太阳能电池电压检测采用 LM331 作为 A/D 转换模块, 其动态范围宽, 可达 100dB; 线性度好, 最大非线性失真小于 0.01%, 工作频率低到 0.1Hz 时尚有较好的线性; 变换精度高, 数字分辨率可达 12 位。

(5) 控制通道的设计, 单片机对充电和放电功率 MOSFET 管的控制电路采用了光耦芯片 TLP250, 同时两个交流灯的开关采用双向可控硅来作为开关元件, 可控硅和单片机之间采用光耦芯片作为隔离和驱动, 输出通道由于采用了光隔离技术使系统的可靠性和抗干扰能力得到提高。

2.5.4 太阳能路灯的安装和施工

太阳能路灯的硬件固然重要, 太阳能路灯的安装施工、工程管理和质量控制也是非常重要的。太阳能路灯安装在室外, 应当注意如下问题:

- (1) 太阳能路灯所有外露部分的防腐。
- (2) 太阳能路灯所有连接部件的抗风。
- (3) 太阳能电池板的防鸟。
- (4) 太阳能电池板的防盗。
- (5) 路灯进出线和控制室的防水。
- (6) 蓄电池的冬季保温和夏季降温。
- (7) 蓄电池室的透气。
- (8) 蓄电池室的防水。
- (9) 蓄电池的防盗。
- (10) 灯具的防雨、防虫、防雹。
- (11) 灯具要便于维修和更换。
- (12) 控制器要便于维修和检测。

图 2.6-35 是较为典型的太阳能路灯安装结构, 可以兼顾上述各项功能。

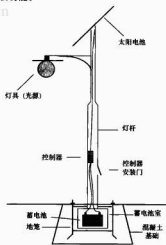


图 2.6-35 太阳能路灯安装示意图

参考文献

- [1] 闾端麟, 陈修治. 硅材料科学与技术. 杭州: 浙江大学出版社, 2000.
- [2] A. Goetzberger, V. U. Hoffmann. Photovoltaic Solar Energy Generation. New York: Springer, 2005.
- [3] 沈晖, 曾祖勋. 太阳能光伏发电技术. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [4] Roger A. Messenger, Jerry Ventre. Photovoltaic Systems Engineering. New York: CRC PRESS, 2004.
- [5] Tomas Markvart, Solar Electricity. New York: John Wiley & Sons, LTD 2005.
- [6] K. Shirasawa, et al., 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2004, 616.
- [7] Keith Matthei, et al., Directional Solidification System (Das) for Production of Multicrystalline Silicon Ingots for Solar Cells, 15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference, Shanghai, China, 2005, 515-516.
- [8] T. Buck, et al., 14.4% Screen Printed n-Type mc-Si Solar Cells with Al Back Junction on Thin Large Area Wafers, 15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference, Shanghai, China, 2005, 297-298.
- [9] Hezel R., High-efficiency OBCO Czochralski-silicon solar cells for mass production, Solar Energy Materials & Solar Cells, 2002, 74, 25-30.
- [10] Makoto Tanaka, et al., Development of HIT solar cells with more than 21% conversion efficiency and commercialization of highest performance HIT modules, WCPCE-2, abstracts for the technical program, May 2003, Osaka, Japan.
- [11] Keisuke Haga, et al., Numerical Analysis of Microcrystalline Cubic Si/Heterojunction Solar Cells, 15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference, Shanghai, China, 2005, 426-427.
- [12] J. Zhao, et al., High efficiency PERL and PERT silicon solar cells on FZ and MCZ substrates, Solar Energy Materials & Solar Cells, 2001, 65, 429-435.
- [13] J. Zhao, et al., 24.5% efficiency PERT silicon solar cells on SHE/MCZ substrates and cell performance on other SHE/CZ and FZ substrates, Solar Energy Materials & Solar Cells, 2001, 66, 27-36.
- [14] S. R. Wenham, et al., Advancements in silicon buried contact solar cells, Photovoltaic specialists Conference, Conference Record of the Twenty First IEEE, 1900, 323-326.
- [15] Christiana B, et al., Design strategies for commercial solar cells using the buried contact technology, IEEE Transactions on Electron Devices, 1999, 46, 1984-1992.
- [16] W. P. Mulligan, et al., Manufacture of solar cells with 21% efficiency, 19th European PVSEC, Paris, 387, 2004.
- [17] Bhushan Sopori, 8, Thin-film Silicon Solar Cells, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Edited by A. Luque and S. Hegedus (c) 2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.
- [18] Li Xudong, Xu Ying, Wang Wenjing, Zhao Yuwen, etc., 4P-4B-35, Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion Conference, Osaka, Japan, 11-18 May 2003.
- [19] Tayanaka H, Yamauchi K, Matsushita T, Proc. 2nd World Conf. on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1272 (1998).
- [20] 许颖, 励旭东, 沈晖, 151-154, 第七届中国光伏会议论文集, 中国杭州.
- [21] 许颖, 于元, 励旭东, 太阳能学报, 2002, 23(1), 108-110.
- [22] Besore P, Proc. 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conf., 49 (2002).
- [23] McCann M, Catchpole K, Weber K, Blakers A, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 68, 135 (2001).
- [24] Catchpole K, McCann M, Weber K, Blakers A, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 68, 173 (2001).
- [25] Bergmann R, Appl. Phys. A 69, 187 (1999).
- [26] Xunming Deng and Eric A. Schiff, 12, Amorphous Silicon-based Solar Cells Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Edited by A. Luque and S. Hegedus ©2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.
- [27] Yang J, Banerjee A, Guha S, Appl. Phys. Lett. 70, 2977 (1997).
- [28] Cereghetti N, Chianese D, Rezzonico S, Trivagli G, Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, James & James, London (2001).
- [29] del Cueto J, von Roedern B, Prog. Photovoltaics 7, 101 (1999).
- [30] Figure courtesy of R. Biswas; for information on the calculations, see Biswas R, Li Y, Phys. Rev. Lett. 82, 2512 (1999).
- [31] Arya R, Carlson D, Prog. Photovoltaics 10, 69-76 (2002).
- [32] Deng X, Jones S, Liu T, Liu M, Oshinsky S, Proc. 26th Photovoltaic Specialists Conference, 591, IEEE (1997).
- [33] Ito N, Kondo M, Matsuda A, Proc. 28th Photovoltaic Specialists Conference, 900 (2000).
- [34] Ferlauto A, Koval R, Wronski C, Collins R, Appl. Phys. Lett. 80, 2666 (2002).
- [35] Yang J, Banerjee A, Lord K, Guha S, Proc. 28th Photovoltaic Specialists Conference, 742, IEEE (2000).
- [36] Liao X, Wang W, Deng X, Proc. 29th Photovoltaic Specialists Conference, 1234-1237, IEEE (2002).
- [37] Pearce J, Koval R, Ferlauto A, Collins R, Wronski C, Yang J, Guha S, Appl. Phys. Lett. 77, 19 (2000).
- [38] Yang J, Banerjee A, Glatfelter T, Sugiyama S, Guha S, Conference Record of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 563-568, IEEE (1997).
- [39] Wang W, Povolny H, Du W, Liao X, Deng X, Conference Record of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1082-1085 (2002).
- [40] Saito K, Sino M, Matuda K, Kondo Takaharu, Nishimoto T, Ogawa K, Kajita I, Proc. 2nd World Conf. Photovoltaic Solar Energy Conversion, 351-354 (1998).
- [41] 耿新华, 第一届中日光伏论坛论文集, 2004. 11. 15-16, 深圳.
- [42] Kinoshita T et al., Proc. 14th EU Photovoltaic Solar Energy Conference, 566 (1997).
- [43] Osumoto S, Terakawa A, Maruyama E, Shinohara W, Hishikawa Y, Kiyama S, Conference Record of the 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 736-741 (2000).
- [44] Brian E. McCandless and James R. Sites, 14, Cadmium Telluride Solar Cells.

- [45] Bing Li, Wei Cai, Lianghuan Feng, Jingquan Zhang, Jiagui Zheng, Yaping Cai, Wei Li, Lili Wu 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, 176-1763.
- [46] Wei S, Zunger A, Appl. Phys. Lett. 72, 2011-2014 (1998).
- [47] Wei S, Zhang S, Zunger A, J. Appl. Phys. 87, 1304-1310 (2000).
- [48] McCandless B, Hanket G, Jensen D, Birkenire R, J. Vac. Sci. Technol. A 20(4), 1462-1467 (2002).
- [49] Wei S, Zhang S, Zunger A, J. Appl. Phys. 87, 1304-1311 (2000).
- [50] McCandless B, Phillips J, Titus J, Conf. Rec. 2nd WCPVEC, 448-452 (1998).
- [51] Lyubomirsky I, Rabinal M, Cahen D, J. Appl. Phys., 81, 6684-6691 (1997).
- [52] McMahon T, Fahrenbruch A, Conf. Rec. 28th IEEE Photovoltaic Specialist Conf., 539-542 (2001).
- [53] Asher S et al., Conf. Rec. 28th IEEE Photovoltaic Specialist Conf., 479-482 (2000).
- [54] Green M et al., Prog. Photovolt. Res. Appl. 7, 31-37 (1999).
- [55] William N. Shafarman and Lars Stolt, 13, Cu(InGa)Se₂ Solar Cells, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Edited by A. Luque and S. Hegedus, ©2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.
- [56] Ye J, Yoshida T, Nakamura Y, Nittono O, Jpn. J. Appl. Phys. 35, 395-400 (1996).
- [57] Wei S, Zhang S, Zunger A, J. Appl. Phys. 85, 7214-7218 (1999).
- [58] Schroeder D, Rockett A, J. Appl. Phys. 82, 4982-4985 (1997).
- [59] Neumann H, Tomlinson R, Sol. Cells 28, 301-313 (1990).
- [60] Zhang S, Wei S, Zunger A, Katayama-Yoshida H, Phys. Rev. B 57, 9642-9656 (1998).
- [61] Gartsman K et al., J. Appl. Phys. 82, 4282-4285 (1997).
- [62] Kyliner A, J. Electrochem. Soc. 146, 1816-1823 (1999).
- [63] Kronik L, Cahen D, Schock H, Adv. Mater. 10, 31-36 (1998).
- [64] 100, Besol B, Kapur V, Leidholm C, Halani A, Proc. 25th IEEE Photovoltaic Specialist Conf., 157-162 (1996).
- [65] Olsen L et al., Proc. 26th IEEE Photovoltaic Specialist Conf., 363-366 (1997).
- [66] Sterner J, Kessler J, Bodeg^o and M. Stolt L, Proc. 2nd World Conf. Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1145-1148 (1998).
- [67] Bhattacharya R et al., Sol. Energy Mater. Sol. Cells 63, 367-374 (2000).
- [68] Kushiya K et al., Sol. Energy Mater. Solar Cells 49, 277-283 (1997).
- [69] Nakada T, Furumi K, Kunioka A, Trans. Electron Devices 46, 2093-2097 (1999).
- [70] Maffler H et al., Proc. 28th IEEE Photovoltaic Specialist Conf., 610-613 (2000).
- [71] Ennaoui A, Blieske U, Lux-Steiner M, Prog. Photovolt. 6, 447-451 (1998).
- [72] Engelhardt F et al., Proc. 2nd World Conf. Photovoltaic Solar Energy Conversion (1998).
- [73] Ohtake Y et al., Sol. Energy Mater. Sol. Cells 49, 269-275 (1997).
- [74] Guillemeos J et al., Jpn. J. Appl. Phys. 40, 6065-6068 (2001).
- [75] Rau U, Appl. Phys. Lett. 74, 111-113 (1999).
- [76] Meyer T et al., Eur. J. Appl. Phys. 8, 43-52 (1999).
- [77] Herberholz R et al., Proc. 14th Euro. Conf. Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1246-1249 (1997).
- [78] Klenk R, Thin Solid Films 387, 135-140 (2001).
- [79] Merkel M et al., Appl. Phys. Lett. 79, 4482-4485 (2001).
- [80] Naderau V, Hariskos D, Schock H, Proc. 14th Euro. Conf. Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1250-1253 (1997).
- [81] Siemer K et al., Sol. Energy Mater. Sol. Cells 67, 159-166 (2001).
- [82] Marsillac S et al., Appl. Phys. Lett. 81, 1350-1352 (2002).
- [83] Hanna G, Jasenek A, Rau U, Schock H, Thin Solid Films 387, 71-73 (2001).
- [84] Heath J et al., Appl. Phys. Lett. 80, 4540 (2002).
- [85] Kohjiro Hara and Hironori Arakawa, 15, Dye-sensitized Solar Cells, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Edited by A. Luque and S. Hegedus, ©2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.
- [86] 戴松元, 孔凡太, 胡林华, 等, 物理学报 (Acta Physica Sinica), 2005, 54(4), 1919-1926.
- [87] Smeets G, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 55, 157-178 (1998).
- [88] Nazeeruddin Md, J. Am. Chem. Soc. 123, 1613-1624 (2001).
- [89] Haque S, Tachibana Y, Klug D, Durrant J, J. Phys. Chem. B 102, 1745-1749 (1998).
- [90] Sula'sky J, Lubberhuizen W, van Faassen E, Schropp R, J. Phys. Chem. B 102, 766-769 (1998).
- [91] Solbrand A et al., J. Phys. Chem. B 101, 2514-2518 (1997).
- [92] Solbrand A et al., J. Phys. Chem. B 103, 1078-1083 (1999).
- [93] Ferber J, Luther J, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 54, 265-275 (1998).
- [94] Rothenberger G, Comte P, Gratzel M, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 58, 321-336 (1999).
- [95] Papageorgiou N, Maier W, Gratzel M, J. Electrochem. Soc. 144, 876-884 (1997).
- [96] Nazeeruddin M et al., J. Chem. Soc., Dalton Trans., 4571-4578 (1997).
- [97] Sugihara H et al., Chem. Lett. 1005-1006 (1998).
- [98] Islam A et al., New J. Chem. 24, 343-345 (2000).
- [99] Kay A, Gratzel M, J. Phys. Chem. 97, 6272-6277 (1993).
- [100] Ferrere S, Zaban A, Gregg B, J. Phys. Chem. 101, 4490-4493 (1997).
- [101] Matsumoto H et al., Chem. Lett. 26-27 (2001).
- [102] Bach U et al., Nature 395, 583-585 (1998).
- [103] Bach U et al., J. Am. Chem. Soc. 121, 7445-7446 (1999).
- [104] Tennakone K et al., J. Phys. D: Appl. Phys. 31, 1492-1496 (1998).
- [105] Kubo W et al., Chem. Lett. 1241-1242 (1998).
- [106] Kohle O, Gratzel M, Meyer A, Meyer T, Adv. Mater. 9, 904-906 (1997).
- [107] Olsen E, Hagen G, Lindquist S, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 63, 267-273 (2000).
- [108] Spratt M et al., Proc. 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference (1997).

- [109] Hinsch A et al., Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2000).
- [110] Hanke K, Z. Phys. Chem. 212, 1-9 (1999).
- [111] Sommerling P, Sprath M, van Roosmalen J, "Dye-Sensitized Nanocrystalline TiO₂ Solar Cell on Flexible Substrates", Proc. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998.
- [112] Richard M. Swanson, 11, Photovoltaic Concentrators, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Edited by A. Luque and S. Hegedus ©2003 John Wiley & Sons, Ltd ISBN: 0-471-49196-9.
- [113] Cotal H et al., "Triple Junction Solar Cell Efficiencies Above 32%; The Promise and Challenges of their Application in High-Concentration-Ratio PV Systems", Presented at Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Anchorage, AK, 2000).
- [114] O'Neill M et al., "Development of Terrestrial Concentrator Modules Incorporating High-Efficiency Multi-Junction Cells", Presented at Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference (Anchorage, AK, 2000).
- [115] Mohamed R, Benitez P, Perez F, Minano J, "Design of a Simple Structure for the D-SMIS Concentrator", Presented at 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference (Glasgow, UK, 2000).
- [116] Bakers A, Smeltink J, "The ANU PV/Trough Concentrator System", Presented at Proc. Second World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion (Vienna, Austria, 1998).
- [117] Lasich J et al., "Close-Packed Cell Arrays for Dish Concentrators", Presented on Photovoltaic Solar Energy Conversion (Vienna, Austria, 1998).
- [118] Yoshida K, Suzuki A, Saitoh T, "Evaluation of a Non-Imaging, Two-Dimensional Lens for PV Concentrator by Using an Insolation Model", Presented at Proc. Second World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion (Vienna, Austria, 1998).
- [119] Klotz F et al., "European Photovoltaic V-Trough Concentrator System with Gravitational Tracking (Archimedes)", Presented at Sixteenth European Photovoltaic Solar Energy Conference (Glasgow, 2000).
- [120] 王长贵, 王斯成. 太阳能光伏发电实用技术. 北京: 化学工业出版社, 2005.

第 3 篇 太阳热发电

主编单位：中国科学院电工研究所

主 编：李安定 王志峰

编写人员：李安定(中国科学院电工研究所)

王志峰(中国科学院电工研究所)

王炳忠(中国气象研究院)

李 鑫(中国科学院电工研究所)

第1章 概述

太阳能是“取之不尽、用之不竭”的洁净能源。

人类由地球表面采集的能源, 99.98%是太阳能, 余下0.02%是地热能 ($320 \times 10^8 \text{ kW}$) 和潮汐能 ($30 \times 10^8 \text{ kW}$)。现代生活所使用的石油、煤炭、天然气等, 也是由太阳能孕育的动植物经数千万乃至数亿年形成的。此外, 水力、风力等无一不是太阳能引起的气象活动的副产品。太阳与地球上的一切生态活动息息相关。图 3-1-1 所示为太阳能与地球上保有能量之间的关系和大小。

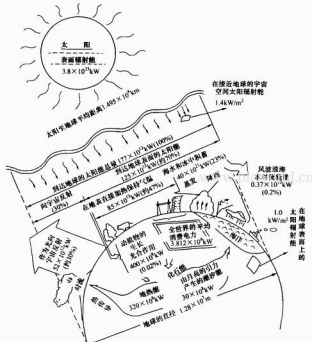


图 3-1-1 太阳能与地球上保有的能量

1 太阳热利用及发电

通常人们所说的太阳能利用是指太阳辐射能的直接利用, 它基本上有三种方式: ①太阳能直接转换成热能, 称为光—热转换; ②太阳能直接转换成电能, 称为光—电转换; ③太阳能直接转换成化学能, 称为光—化学转换。

光—热转换在目前的太阳能利用中, 理论和技术最为成熟, 成本相对较低, 应用也最为广泛, 其基本原理是将太阳辐射能收集起来, 通过与物质的相互作用转换成热能而加以利用。目前, 使用较多的太阳能收集装置有两类: 一类是平板型集热器; 另一类则是聚光型集热器。由于它们所能达到的温度不同, 因此可以有多种用途。通常, 按所能达到的温度及用途不同, 太阳能的利用又可分为低温热利用 (100°C 以下)、中温热利用 ($100 \sim 300^\circ\text{C}$)、中高温热利用

($300 \sim 500^\circ\text{C}$) 和高温热利用 (500°C 以上)。

太阳能发电通常归类于中、高温热利用范畴。它不同于其他热利用的是, 除了光—热转换过程外, 还需要一个热—电转换过程。由于后者通常与常规火力发电相同, 所区别的是前者, 因此, 从学科和技术上讲, 将太阳能发电归类为太阳能光—热转换利用方式较为合理。

2 太阳能发电系统的类型和特点

太阳能发电系统是指利用集热器采集太阳能, 通过热力循环来专门发电或主要用于电的系统。当今主流的太阳能发电系统有以下三种类型:

- (1) 采用线聚焦抛物面镜的槽式太阳能发电系统。
- (2) 采用点聚焦旋转抛物面镜的碟式太阳能发电系统。
- (3) 采用众多定日镜阵列的塔式太阳能发电系统。

此外, 还有诸如利用含盐的池水在阳光的照射下因产生不同的温度梯度来发电的太阳能发电系统, 以及利用太阳能加热形成空气密度差来发电的太阳能烟囱发电 (又称太阳热气流发电) 系统等。

太阳能的优点较多, 如数量巨大、时间长、普遍大地和清洁干净, 是其他能源无法比拟的, 但在实际利用时, 其缺点是强度弱、不连续和不稳定。因此, 要利用太阳辐射能来发电, 就必须克服如上不足。

太阳能发电系统具有以下特点:

- (1) 聚光集热——提高太阳辐射的能流密度和工作温度。到达地球表面的太阳能在海平面上的标准峰值强度为 1 kW/m^2 , 而地球表面上某一点 24 小时的年平均辐射强度仅为 0.2 kW/m^2 , 可见太阳能是一种稀薄的能源。太阳能发电也是一种热力发电, 并与煤、石油、天然气等化石燃料及铀核燃料作为能源发电的基本原理和过程一样, 都遵循热力循环的普遍规律。根据卡诺循环定理可知, 要提高热机效率, 就应尽可能地提高热源温度而降低冷源温度。对太阳能发电系统而言, 冷源 (即冷凝器) 的温度主要取决于环境温度。因此, 提高热机效率的主要途径就是提高热源的温度。这就是在太阳能发电系统中, 通常要采用高温聚光集热装置的原因。如果用低温的太阳能集热器驱动热力循环, 则需要用低沸点有机液体作为工质, 但由于低温热力循环本身效率低, 因此妨碍了平板型集热器, 甚至低倍率聚光型集热器的市场应用。

- (2) 储能——空间断为连续、不稳定为稳定。储能就是将能量以某种形式储存, 继而释放再利用, 以平衡能源利用系统, 降低能量损耗, 从而实现能量的合理利用。对于随机、间断变化的太阳能, 储能尤为重要, 它使得间断、不稳定的太阳能变得连续和稳定。可以说, 由于有丰富、洁净和安全的太阳能, 人类未来并不存在能量供应问题, 而只有能量储存问题。

太阳能储存的方式很多,除了蓄热储能之外,还有化学能、电能、动能、位能、生物能等储存方式。具体选择何种储存方式,主要取决于使用对象和使用条件。另外,储能系统的设计也有多个选择。在太阳热发电系统中,为了使白天接收的变化不定的太阳辐射能经常以一定的热能供给发电系统,以及能在日落后和阴雨天时释放出热能来发电,蓄热储能装置是不可或缺的。蓄热储能,通常可以采用湿热蓄热、潜热蓄热和热化学蓄热三种储能方式。如是储存电,则可采用蓄电池、飞轮、扬水等储能方式。

(3) 多能互补——追求最佳的技术经济性。将太阳能利用与传统能源(或其他新能源和可再生能源)结合起来,不但从根本上克服了太阳能不连续、不稳定的缺点,而且也是太阳热发电电站设计与兴建追求最佳技术经济的有效途径。

事实上,美国于1985~1991年先后在加利福尼亚州南部沙漠地区建成的9座槽式太阳能热发电站全都是太阳能/化石燃料混合设计的。经验表明,太阳热发电站与天然气混合设计也是项目成功运作的基本条件。太阳能电站效益是因增加联合循环蒸汽轮机的容量增加的成本,明显小于兴建一个完全独立的电厂,运行维护费用也减少。同时,太阳能的净平均电转换效率得到提高,这是因为太阳能的输入并不会因等待汽轮机启动而损失,而且汽轮机在50%以上的容量下运行也可使汽轮机平均效率提高。

一般情况下,塔式太阳能热发电系统也可以与燃气、燃油或燃煤电厂组成互补系统电厂。塔式系统与联合循环互补

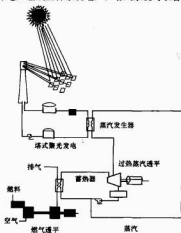


图 3.1-2 与燃气联合循环电厂混合建造的塔式系统

为一整体电厂的技术路线,如图 3.1-2 所示。燃气部分用燃气轮机发电,其排出的废热蒸汽与太阳能产生的蒸汽混合后,进入蒸汽轮机发电。在混合互补电厂中,太阳能用来减少化石燃料的消费和提高蒸汽轮机的输出功率。

3 太阳热发电进程

太阳热发电、风力发电以及太阳能(光伏)发电是当今世界上可再生能源的三大规模化利用技术。尽管太阳热发电技术仍在发展之中,但其发展历程已相当久远。

人类利用太阳能作为动力的尝试最早出现在埃及。远在公元前1世纪,埃及人就曾用太阳能加热容器里的空气,使空气膨胀而将容器中的水由底部导管压迫到高处作为灌溉用。1615年,法国人同样设计了一部太阳能热空气泵。约200年之后,巴黎建立了一个小型太阳能动力站。1866年,法国人利用4m²面积的圆锥反射收集器,将49立升水在铜制钟形容器内将水加热产生120℃的蒸汽,以带动转速为80r/min的蒸汽机来泵水。1880年,又制成了开口3.5m的抛物面反射聚光器,将太阳光聚焦到置于焦点的蒸汽锅炉,以将50立升水加热成蒸汽,产生0.048kW的功率,带动印刷机。1901年,美国加州巴萨那太阳能动力厂制成了一部太阳能水泵,其采用带跟踪装置的开口直径为10m的碟式反射聚光器,将455立升水加热产生10个大气压的蒸汽带动水泵,实际功率为3.1kW,每分钟泵水604m³。这是20世纪第一部最具代表性的太阳能热力机。其后,美国研制成的36.8kW太阳能动力机,于1913年安装在埃及开罗附近,用以提取尼罗河水灌溉农田。该装置使用槽式抛物面反射镜聚焦太阳光于中心管上产生蒸汽而带动水泵。

随着煤炭、石油和天然气的大量开采,油价下跌,从而在以后很长一段时期内,人们对太阳能动力的兴趣曾受到很大的制约。直至1950年,苏联设计建造了世界上第一座塔式太阳热发电站的小型试验装置,从而开始了对太阳热发电技术的广泛性和基础性探索和研究。

1973年,世界性的石油危机爆发,从而再一次点燃了人们对太阳能利用技术研究开发的兴趣。20世纪,太阳能电池已开始有所应用,但其价格昂贵、效率也较低。相对而言,太阳热发电的效率较高,技术上也较成熟。因此,在石油危机的背景下,当时许多工业发达的国家纷纷将太阳热发电技术作为国家研究开发的重点。据不完全统计,在1981~1991年的10年间,全世界建造了装机容量为500kW以上的不同类型的太阳热发电试验示范电站20余座,其中主要形式为塔式和槽式电站。最大发电功率,塔式为10MW,槽式则为80MW,且电站都建在美国。表3.1-1给出了这一时期建成的几座具有代表性的太阳热发电站的概况。

表 3.1-1 世界上已建成的几座具有代表性的太阳热发电站概况

名称	美国	以色列、 美国联合 的LUZ公司	法国	国际能源署 (法国、意大 利、德国)	西班牙	欧共体 (10国)		日本	
站名	Solar One	SEGS槽	Themis	Eurelios	CESA-I	SSPS-CRS	SSPS-DCS	—	—
电站型式	塔式	槽式	塔式	塔式	塔式	槽式	槽式	—	—
站址	美国加州	美国加州	法国南部	意大利西西里岛	西班牙南部	西班牙南部	西班牙南部	日本香川县	日本香川县
额定功率(MW)	10	80	2.5	1	1	0.5	0.5	1	1
设计太阳辐射条件 (kW/m ²)	冬至下午 2:00	—	春分正午	春分正午	冬至上午 10:00	春分正午	春分正午	春分下午 2:00	夏至下午 2:00
	0.9	—	1.04	1.0	0.7	0.92	0.92	0.75	0.75

续表

名 称	美 国	以色列、 美国联合 的 LUZ 公司	法 国	国际能源署 (法国、意大利、德国)	西班牙	欧共体 (10 国)	日 本
日照时数(h/年)	3500	3500	2400	3000	3000	3000	2000
聚光集热方式	外表受光型	真空集热管	空腔型	空腔型	空腔型	真空集热管	真空集热管
定日镜数	39.9m ² × 1818 台	545m ² × 852 台	53.7m ² × 280 台	52m ² × 70 台 23m ² × 112 台	(36~40)m ² × 300 台	39.3m ² × 93 台	4.5m ² × 2480 台
反射镜总面积(m ²)	72 540	464 340	10 740	6216	11 400	3655	11 160
集热工质	水	联油醚	混合盐	水	水	油	水
蓄热介质	石子+油	—	混合盐	混合盐	混合盐	油	混合盐+ 加压机水
蓄热容量可供小时数(h)	(7MW) × 4	—	3.3	0.5	3	2	3
汽轮机蒸汽人口参数	510℃, 10 400kPa	371℃, 10 000kPa	430℃, 4150kPa	510℃, 6690kPa	520℃, 10 100kPa	500℃, 10 500kPa	285℃, 2530kPa
工程开工日期	1979 年 3 月	—	1979 年 9 月	1979 年 9 月	1979 年 10 月	1980 年 1 月	1979 年 1 月
工程完成日期	1981 年 12 月	—	1983 年 6 月	1980 年 12 月	1983 年 6 月	1981 年 8 月	1981 年 3 月
电站并网日期	1982 年 4 月	1989 年	1983 年 6 月	1981 年 4 月	1983 年 6 月	1981 年 8 月	1981 年 9 月
总投资(亿美元)	1.4	2.12	0.236	0.25	0.179	0.17	0.127
投资比(美元/kW)	14 000	2650	9450	25 000	17 900	34 000	22 000

20 世纪中期,人们对当时已建成的太阳热发电站进行了大量的实验研究和分析,发表了许多技术总结报告,得出的基本结论是,太阳热发电在技术上是可行,但单位容量投资仍过大,降低造价并非易事。因而,在此期间各国曾相继改变了原定的发展计划。

值得提出的是,20 世纪 80 年代初,以色列和美国联合组建了 LUZ 太阳热发电国际有限公司。该公司专注于研究开发槽式抛物面反射镜太阳热发电系统。正当不少人疑虑太阳热发电前景之时,LUZ 公司却在 1985~1991 年的 6 年间,于美国加州南部沙漠地区相继建成了 9 座槽式太阳热发电站,总装机容量达 353.8MW,并投入了并网商业化运营。经过不懈的努力,电站的初始投资由 1 号电站的 4490 美元/kW 降至 8 号电站的 2650 美元/kW,发电成本从 24 美分/kWh 降至 8 美分/kWh。这是世界上太阳热发电发展进程中的里程碑。从技术上讲,美国的这些槽式电站全都是太阳能/化石燃料混合系统,克服了槽式太阳热发电起初期,电站被设计成以太阳能为单一能源来生产电力,从而带来因需足够蓄热容量的储能系统等致使系统造价增大和运行麻烦的不足。

对塔式太阳能热发电的研究开发,事实上并未因此而完全中止。1980 年,美国在加州建成太阳 1 号塔式太阳热发电站,装机容量为 10MW。经过几年试验运行后,作出了技术总结,并在此基础上,又兴建了太阳 2 号塔式太阳热发电站。这 3 座电站所用传热介质不同,前者为水/蒸汽,后者为熔盐。美国太阳 2 号于 1996 年 1 月投入试验运行至今。除美国之外,世界上开展塔式太阳热发电研发的主要国家还有意大利、日本、西班牙、法国和俄罗斯等。表 3.1-2 给出了世界上已建与在建的塔式太阳热发电站。

表 3.1-2 世界上已建与在建的塔式太阳热发电站

名称(国家)	发电功率 (MW)	传热介质	储热介质	并网时间
Eurelios (意大利)	1.0	水/蒸汽	硝酸盐/水	1980~1984 年
Sunshine (日本)	1.0	水/蒸汽	硝酸盐/水	1981~1984 年

续表

名称(国家)	发电功率 (MW)	传热介质	储热介质	并网时间
SSPS-CRS (西班牙)	0.5	钠	钠	1981~1984 年
Solar One (美国)	10	水/蒸汽	导热油/沙石	1982~1988 年
CESA-1 (西班牙)	1.2	水/蒸汽	硝酸盐	1983~1984 年
Themis (法国)	2.5	熔盐	熔盐	1983~1986 年
MSEE / Cat BC(美国)	1.0	硝酸盐	硝酸盐	1984~1985 年
SPPS (俄国)	5.0	水/蒸汽	水/蒸汽	1985~1989 年
PHOEBUS-TSA (西班牙)	1.0	空气	陶瓷	1992 年至今
Solar Two (美国)	10	熔盐	熔盐	1996~1999 年
PS10 (西班牙)	11	水/蒸汽	蒸汽	2006 年至今

碟式太阳能热发电系统是世界上最早出现的太阳能发电的动力系统,其技术研发工作更多集中在欧洲、美国和澳大利亚等发达国家。20 世纪 70 年代末到 80 年代初,由瑞典的联合斯特林公司(USAB),美国的 Advanco Corporation、MDAC、NASA 及 DOE 等发起的碟式聚光—斯特林太阳热发电系统的研究中,发电系统大都采用镀银玻璃的碟式聚光镜、管状直接照射式集热器及 USAB4-95 型斯特林机。

美国 Advanco Corporation 于 1984 年建立了一套 25kW Dish/Stirling 太阳热发电系统,太阳能—电能最高转换效率记录是 29.4%。MDAC 曾建立了 8 套 Dish/Stirling 热发电系统,系统净效率大于 30%。20 世纪 90 年代初,Cummins 公司开始致力于偏远地区电力应用的 5~10kW Dish/Stirling 热发电系统(DSJVP 计划)研究。1992 年,Cummins Power Generation (CPG) 公司在世界上率先把自由活塞式 Stirling 发动机—直线发电机组用于碟式太阳热发电系统,他们建造了 3 套设计功率为 7.5kW 的示范装置。美国

DOE、STM/SAIA 联合开发并网运行的 25kW Dish/Stirling 太阳热发电系统 (USJVP 计划), 其第一、二阶段目标已经实现。美国 Science Application International Corporation (SAIC) 建造的 25kW 的 Dish/Stirling 样机用于试验和评估该系统的低价位、混合型、高可靠性, 具备了大批量生产和商业化的条件。同时, 本项目采用 SAIC 的碟型聚光镜和 STM III 4-120 运动式斯特林机, 平均效率为 18%, 峰值效率为 23%。美国 DOE 与 Boeing Corp. of Huntsville, Alabama 和 Allied Signal Corp. of Tempe, Arizona 签约合作开发了 Dish/stirling 热发电系统 (DECC 计划), 该项目中系统累计运行超过 10 000h, 太阳能到电能的平均效率为 24%, 峰值发电效率为 29.4%, 采用 Kockums 4-95 运动式斯特林发动机, 且运行温度为 720℃。美国桑迪亚国家实验室 (SNL) 报道, 该研究机构集近年来所开发的先进太阳能技术之最, 其研制了第一套 10kW 碟式斯特林遥控太阳能发电系统的样机, 并已运行了 500 多小时, 达到功率、效率和自动运行等所有性能指标。1998 年, 美国的 SAIC、STM 及 Arizona Public Service 三方合作已安装了 5 套 25kW 的 Dish/Stirling 系统, 用于进行性能评价及寿命试验。

德国的 SBP 公司于 1984~1988 年间建造了两套大型碟式太阳热发电装置。该装置安装在沙特阿拉伯的利亚德附近, 其采用张膜结构的聚光镜, 直径 17m, 用 USAB 的 4-275 型斯特林发动, 氢气工作温度为 620℃, 工作压力为 15MPa。当入射光辐照度为 1000kW/m² 时, 净输出 53kW,

效率达 23.1%。1992 年, 德国 SBP 和 DLR (Deutsches Zentrum Fur Luft-und Raumfahrt e.V) 公司建立了 3 套 7.5kW 的装置 (第一代先进 Dish/Stirling 发电系统, 即 DSTALI 项目); 1997 年, 德国 SBP 在西班牙 Almeria 建立了 3 套 9kW 的装置 (第二代先进 Dish/Stirling 发电系统), DSTALI II 项目由 SBP、Steinmuller 及 Solo 联合承担建立 3 套 Dish/Stirling 发电系统, 聚光镜为张膜式结构, Stirling 发动机型号为 Solo-V-161, 实现全天候自动控制运行, 为进行性能、可靠性及寿命评价提供数据, 旨在为大批量生产 Dish/Stirling 成套设备作技术准备。德国 HTC 公司开发了另一套 Dish/Stirling 系统, 该系统采用 50m² 固定焦点聚光技术, 并于 1997 年安装在 PSA 用于连续试验。

澳大利亚 ANU 在 SG3 Dish 进行了研发工作, 该项目还有一家公司 (Pacific Power) 参与, DLR 和 SunLab 联合进行了 ANU 400m² Big Dish 大型化研究, 为在澳大利亚的 Tennant Creek 建一太阳能热电厂作技术准备, 期间取得了许多技术突破, 降低了成本, 如驱动机简化、镜体改进、蒸汽接收器支撑结构改变。截至目前, SG3 大型碟仅建立两套, 一套在堪培拉, 另一套则在以色列, 用于魏兹曼科学院的实验台, 作为高聚光比的试验装置, 运行良好。

当今世界, 太阳热发电技术的研究开发, 除了上述的槽式、塔式和碟式三种系统外, 还有诸如太阳池发电、太阳烟囱发电等, 但都还处于探索研究的初步阶段。表 3.1-3 列出了 5 种太阳热发电系统的性能和技术特点比较。

表 3.1-3

5 种太阳热发电系统的性能和技术特点比较

型 式	聚光集热方式	工作温度 (℃)	合适商用电站容量 (MW)	年平均电站效率 (%)	比投资 (美元/kW)	发电成本 (美分/kW)	技术特点评估	应用范围
塔式发电	聚光高温	560	30~2000	13~14	2500~5000	4~8	(1) 跟踪复杂, 难度大 (2) 能量收集代价高 (3) 已进入中间试验阶段	大容量并网发电
槽式发电	聚光中温	400	30~80	15~17	2000~5000	5~10	(1) 跟踪较简单 (2) 能量收集代价较低 (3) 已进入商用发电阶段	中等容量并网发电
碟式发电	聚光高温	650	7.5~25	16~18	3000~6000	6~8	(1) 跟踪复杂 (2) 能量收集代价高 (3) 处于试验示范阶段	小容量分散发电, 边远地区独立系统供电或大规模“碟场”发电
太阳池发电	非聚光低温	80	300~1000	—	—	—	(1) 不需跟踪 (2) 能量收集代价低 (3) 环海大规模开发 (4) 开发利用受地域限制 (5) 处于示范应用阶段	大容量并网发电
热气流发电	非聚光低温	50	5~20	—	—	10~20	(1) 不需跟踪 (2) 能量收集代价低 (3) 技术较简单 (4) 处于原理性试验阶段	中小容量并网发电

第2章 太阳辐射能

物质在分子运动中,将以电磁波的形式向四周辐射能量。太阳是一个巨大的炽热球体,其表面的平均绝对温度高达 6000K。这一热体以电磁波的形式向四周辐射能量,即太阳辐射能。

1 太阳能的源泉

太阳是太阳能取之不尽的源泉,其直径约 139 万 km,是地球直径的 109 倍。太阳的体积为 $1.42 \times 10^{21} \text{ m}^3$,是地球的 130 万倍,其质量为 $1.982 \times 10^{27} \text{ t}$,比地球大 33 万倍。太阳不停地向四周空间放射出巨大的能量,其总量平均每秒即达 $3.865 \times 10^{26} \text{ J}$,而地球所接收到的能量仅是太阳发出总量的 22 亿分之一。尽管如此,每秒也有 $1.765 \times 10^{17} \text{ J}$ 之多,折合标准煤 600 万 t。

1.1 太阳的构造

太阳的结构尚未全部弄清。光谱分析表明,地球上已发现的 109 种元素中,除 17 种人造元素外,其余 92 种元素太阳里都有。这也表明太阳和地球有着密切的关系。

一般认为,太阳是处于高温高压下的一个巨大的气体团,由里向外可分为图 3.2-1 所示的 5 个区域。

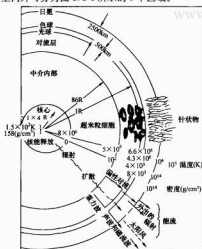


图 3.2-1 太阳的构造

(1) 太阳核。太阳核的大小约为太阳直径的 0.23 倍,质量约为太阳的 0.4 倍,体积为太阳的 0.15 倍,压力高达 10^8 个大气压,温度约为 10^7 K ,密度为 $80 \sim 100 \text{ g/cm}^3$,其中进行着激烈的热核反应,所产生的 90% 的能量以对流和辐射的方式向外放射。

(2) 吸收层。从太阳核以外到约 0.7 倍太阳直径处称为吸收层,也称为辐射活动层。该层温度降至 $7 \times 10^3 \text{ K}$,压力降到 10^{-2} 个大气压,密度仅为 0.7 g/cm^3 ,热核反应产生的大量氢离子在这里被吸收。

(3) 对流层。从吸收层以外至 1 倍太阳直径处称为对流

层,其间温度约为 $5 \times 10^3 \text{ K}$,密度为 10^{-6} g/cm^3 ,大量的对流传热在该区进行。

(4) 光球层。对流层之外 500km 以内,有大量低电离的氢原子,这是肉眼可见的太阳表面,其亮度相当于 6000K 的黑体辐射,密度约为 10^{-7} g/cm^3 。光球是非常重要的——层,太阳的绝大部分辐射从光球发射出去,同时还有对地球影响很大的黑子和耀斑在当中活动。

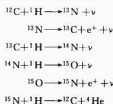
(5) 色球层。色球层厚度为 10 000~15 000km,大部分由低层压氦气、氢气以及少量离子组成,也称为太阳的大气层,温度约为 5000K,密度为 10^{-4} g/cm^3 。

(6) 日冕。色球层之外即是伸入太空的银白色日冕。日冕是由各种微粒构成的,包括一部分太阳尘埃质点、电离粒子和电子。密度为 10^{-6} g/cm^3 ,温度高达 10^4 K 以上。有时日冕能向太空伸展几万 km,形成太阳风,打击到地球大气层上,产生磁暴或极光,从而影响地球磁场和通信。

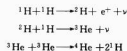
1.2 太阳辐射的起源

太阳辐射起源于太阳在高温高压下进行的热核聚变反应。据此,目前有两种说法:

(1) 碳氮循环。碳氮循环的反应过程为



(2) 氢—氢链式反应。氢—氢链式反应的反应过程为



以上两种热核反应的结果都是将 4 个氢核聚变成 1 个氦核,同时释放出大量的能量,如下式所示



式中: Δm 为反应中的质量亏损。

当 4 个氢核聚成 1 个氦核时,就发生了质量亏损,即 1 个氦核的质量 ($6.647 7 \times 10^{-27} \text{ kg}$) 比 4 个氢核的质量之和 ($4 \times 1.672 648 \times 10^{-27} = 6.690 592 \times 10^{-27} \text{ kg}$) 小 $4.58 \times 10^{-29} \text{ kg}$ 。这部分亏损掉的质量,根据爱因斯坦的质能关系式,有

$$E = mc^2$$

式中: E 为能量; m 为质量; c 为光速。由此可知,1kg 质量可转化成 $9 \times 10^{13} \text{ J}$ 的能量,也即发生了 $4.58 \times 10^{-29} \text{ kg}$ 的质量亏损时,也就相应

$$\begin{aligned} [4.58 \times 10^{-29} \times (2.998 \times 10^8)^2] &= 4.12 \times 10^{-12} \text{ J} \\ &= 2.51 \times 10^7 \text{ eV} \end{aligned}$$

的能量发射出来。太阳每秒释放 $3.865 \times 10^{26} \text{ J}$ 的能量,按

现有的热核反应速率计算, 太阳的寿命仍有 5×10^9 年。太阳能真可谓“取之不尽、用之不竭”。

1.3 太阳与地球

1.3.1 天球

为确定天体在天空中的位置, 各天体被假定处在单一球体——天球上。天球的半径足够大, 从而所有的天体都可看作球上的一个点。按不同的习惯, 天球的中心可看作与观察者的位置重合(地平坐标系), 与地球中心重合(赤道坐标系), 与太阳中心重合(黄道坐标系)或与银河系中心重合(银河坐标系)。

图 3.2-2 所示为绘出的一个天球, 其中通过天球的中心 O 与铅直线相垂直的平面即为地平平面, 其无限延展可将天球分割成上下两个半球。地平平面与天球的交线是一个大圆, 称为真地平或地平圈。通过观察者头顶的铅直线向两端无限伸展, 与天球的交点称为天顶和天底。天球每日旋转一周, 称为周日运动。在旋转过程中, 天球上有两个主动点, 也称天极; 连接两天极的直线称为天轴。通过观察者眼睛与天轴相垂直的平面称为天球赤道面, 该平面与天球的交线称为天赤道。



图 3.2-2 天球

事实上, 天球并非球, 它只是天文学上用来研究天体运动规律的工具。利用球面上一些假设的点与线, 可确定诸如太阳、地球以及其他星体的视位置。图 3.2-3 所示为人类共存的地球在浩瀚无际的宇宙中所处的位置。地球是太阳系的八大行星之一, 受惠于太阳无尽的光和热。

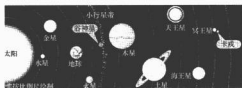


图 3.2-3 太阳系

1.3.2 日地运动规律

1.3.2.1 地球绕太阳公转

(1) 黄道。地球是绕着太阳公转的, 其公转的轨道是一个椭圆轨道, 太阳就处在椭圆两个焦点之一的位置上(见图 3.2-4)。这个椭圆轨道在天文学上称为黄道。在黄道平面上, 日地间距离并非固定数值。在 1 月 3 日前后, 日地距离最近 ($147 \times 10^6 \text{ km}$), 即近日点; 而在 7 月 4 日左右, 日地距离最远 ($152 \times 10^6 \text{ km}$), 即远日点。近日点与远日点两者之间相差 500 万 km, 约占日地平均距离的 $1/30$ 。第 n 天的日地距离 R 可以表示为

$$R = 1.5 \times 10^{11} \left[1 + 0.017 \sin \left(\pi \frac{n-93}{365} \right) \right] \quad (\text{km}) \quad (3.2-1)$$

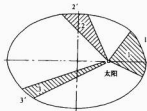


图 3.2-4 开普勒第二定律

(2) 黄赤交角。黄赤交角为黄道与天赤道之间的交角, 又称为赤黄角, 数值为 $23^\circ 27'$, 终年不变。

(3) 角速度。地球相对太阳的转动速度不同。对北半球, 夏天快、冬天慢; 对南半球, 则夏天慢、冬天快。

(4) 南、北回归线与夏至、冬至日。北半球夏至日(6 月 21 日)时, 南半球恰好为冬至日, 太阳直射北纬 $23^\circ 27'$ 的天顶, 因而称北纬 $23^\circ 27'$ 纬度圈为北回归线。北半球冬至日即为南半球夏至日, 太阳直射南纬 $23^\circ 27'$, 因而称南纬 $23^\circ 27'$ 为南回归线。

(5) 春分与秋分。春分(3 月 21 日)与秋分(9 月 23 日)时, 太阳恰好直射地球的天赤道平面。

1.3.2.2 赤纬角的变化

(1) 纬度。与赤道平面平行的平面和地球的交线称为地球的纬度。

(2) 赤纬角。太阳中心和地心的连线与赤道平面的夹角称为赤纬角, 记为 δ , 其年变化 d 可用式(3.2-2)近似表达, 即

$$d = 23^\circ 27' \sin \left(360 \frac{284+n}{365} \right) \quad (3.2-2)$$

式中: n 为天数; 一年中 δ 在 $0^\circ \sim 23^\circ 27'$ 中的变化。

另一种更为精确的表达式为

$$d = 23^\circ 27' \sin \left[\frac{\pi}{2} \left(\frac{d_1}{N_1} + \frac{d_2}{N_2} + \frac{d_3}{N_3} + \frac{d_4}{N_4} \right) \right] \quad (3.2-3)$$

式中: $N_1 = 92.795$ 天(从春分到夏至), d_1 为从春分开始计算的天数;

$N_2 = 93.629$ 天(从夏至到秋分), d_2 为从夏至开始计算的天数;

$N_3 = 89.806$ 天(从秋分到冬至), d_3 为从秋分开始计算的天数;

$N_4 = 89.012$ 天(从冬至到春分), d_4 为从冬至开始计算的天数。

在春分日, $d_1 = 0$, 以此类推。式(3.2-3)的计算值精度为式(3.2-2)的 5 倍。

1.3.2.3 太阳的视运动

由于地球在轨道上的位置不同, 太阳的视运行轨道就有高低之分。具体情况与地理纬度有关, 以北极、中纬度和赤道三地为例, 夏至日三地的太阳视运行轨道差别如图 3.2-5 所示。

以观察者在地球上的地平平面为基准, 设观察所处的地理纬度为 F , 则地平坐标系中的太阳位置如图 3.2-6 所示。图 3.2-7 所示为观察者分别在赤道、南回归线以及南回归线以外, 不同季节的中午可以看到的太阳在天顶的位置。

图 3.2-8 所示为太阳赤纬随月份的变化曲线, 表 3.2-1 则给出了太阳赤纬 δ ($^\circ$) 与日期的对照。

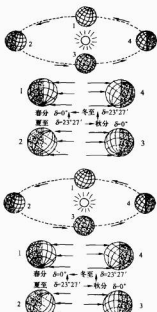


图 3.2-5 地球公转与太阳高度的变化

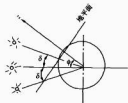


图 3.2-6 地平坐标系中的太阳位置

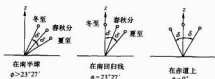


图 3.2-7 不同地点的太阳位置 (中午时刻)

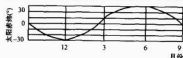


图 3.2-8 太阳赤纬随月份的变化曲线

表 3.2-1 太阳赤纬 δ ($^{\circ}$) 与日期对照

δ 日	1	5	9	13	17	21	25	29
1	-23.1	-22.7	-22.2	-21.6	-20.9	-20.1	-19.2	-18.2
2	-17.3	-16.2	-14.9	-13.7	-12.3	-10.9	-9.4	—
3	-7.9	-6.4	-4.8	-3.3	-1.7	-0.1	+1.5	+3.0
4	+4.2	+5.8	+7.3	+8.7	+10.2	+11.6	+12.9	+14.2
5	+14.8	+16.0	+17.1	+18.2	+19.1	+20.0	+20.8	+21.5

δ 日	1	5	9	13	17	21	25	29
6	+21.9	+22.5	+22.9	+23.2	+23.4	+23.4	+23.4	+23.3
7	+23.2	+22.9	+22.5	+21.9	+21.3	+20.6	+19.8	+19.0
8	+18.2	+17.2	+16.1	+14.9	+13.7	+12.4	+11.1	+9.7
9	+8.6	+7.1	+5.6	+4.1	+2.6	+1.0	-0.5	-2.1
10	-2.9	-4.4	-5.9	-7.5	-8.9	-10.4	-11.8	-13.2
11	-14.2	-15.4	-16.6	-17.7	-18.8	-19.7	-20.6	-21.3
12	-21.7	-22.3	-22.7	-23.1	-23.3	-23.4	-23.4	-23.3

1.3.2.4 时间——人类认识太阳的开始

时有两种含义,即时刻和时间。时刻表示时的位置,即时的迟早;时间表示时的长度,即时的久暂。

时间的单位有年、月、日、分、秒等多种。天文学中,日是基本单位,其他均由此诞生。太阳日的长度等于太阳连续两次自东往西经过子午圈的时间。

由于地球公转一周时为一回归年,其长度用太阳日来计算为 365.242 2 日。根据开普勒第二定律:在相等的时间,行星和太阳连续所扫过的面积是相等的(见图 3.2-3),可知地球公转的速度是不均匀的,即太阳日会因季节而异。为弥补不便,天文学家假想了天上另有一个“太阳”,它以回归年为周期,以恒定速度在黄道上作周年运动,其轨道为正圆,这一假想太阳,称为平太阳。

平太阳时的时间取决于地球对平太阳的自转速度和周期,平太阳的时刻取决于平太阳相对于子午圈的方向和角距离,这是用钟表计时的基础。真太阳时所依据的则是真太阳。真太阳时与平太阳时的时差可从每年的天文年历中查到。通常,日射测量中将每年各日的时差视为常数处理。

太阳时是以太阳视面中心对该地子午圈的时角来量度的。各地的时刻随地理经度的不同而不同。根据太阳通过各地子午圈所定的时刻为地方时。任意两地的地方时刻,可根据两地的经度差来决定。经度相差 15° ,时刻相差 1h,且偏东的时刻较早。为方便起见,通常约定以某一经度的时间作为邻近地区的共同时间,即标准时。我国现在通用的标准时——北京时间,实际上并非北京的地方时,而是东经 120° 的平太阳时。

太阳辐射测量中,通常使用当地的真太阳时;由标准时换算成地方真太阳时,共分两个步骤,即

(1) 将标准时 T_D 换算成地方时 T_D , 有

$$T_D = T_B + (E - 120) \times 4 \text{ 分}$$

式中: E 为当地的经度。

(2) 将地方时换算成真太阳时 T_Z

$$T_Z = T_D + K \quad (3.2-4)$$

式中: K 为时差。

1.3.2.5 太阳高度角的计算

在天文学中,太阳高度角 α_s 可通过球面三角公式(3.2-5)求出,即

$$\sin \alpha_s = \sin \Psi \sin \delta + \cos \Psi \cos \delta \cos t \quad (3.2-5)$$

$$t = (h - \frac{mn}{60} - 12) \times 15^{\circ}$$

式中: Ψ 为测点的纬度; δ 为观测日的太阳赤纬; t 为观察时刻的太阳时角; h 为观察时刻的时数; mn 为观察时的分钟数。

2 地球上的太阳能

在太阳能利用中,人们关注地球上某处采光面所能截获

的太阳辐照度。太阳辐照度的大小取决于以下四个方面：

- (1) 日—地距离。
- (2) 太阳对地球上某处某时刻的相对位置。
- (3) 太阳辐射进入大气层的衰减情况。
- (4) 太阳能接收表面的方位和倾角。

2.1 地球大气层上界的太阳能

2.1.1 太阳常数

地球的平均半径只有 $6.37 \times 10^3 \text{ km}$ ，相对于日—地平均距离（约为 $1.495 \times 10^8 \text{ km}$ ）来说，几乎可视为一个点，它与直径为 $1.39 \times 10^6 \text{ m}$ 的太阳形成 $32'$ 的平面张角（见图 3.2-9），其立体角 Ω_s 为

$$\Omega_s = \frac{\pi R_s^2}{D_{se}^2}$$

式中： R_s 为太阳半径； D_{se} 为日—地距离。

地球大气层上界表面上单位立体角中的太阳辐照度为

$$I_s = \sigma T_s^4 \quad (\text{m}^2 \text{ 球面度})$$

式中： σ 为斯蒂芬—玻耳兹曼常数， $5.6697 \times 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$ ； T_s 为太阳表面的平均温度，K。

故大气层上界 Ω_s 立体角中与太阳光线垂直的单位面积上的太阳辐照度 I_{sc} 为

$$I_{sc} = \sigma T_s^4 \times \frac{R_s^2}{D_{se}^2} \quad (\text{W}/\text{m}^2) \quad (3.2-6)$$

由式 (3.2-6) 可知， σ 、 R_s 、 T_s 都是常数，故 I_{sc} 仅是 D_{se} 的函数。因地球绕太阳运行的椭圆形轨道的长短轴离心率仅为 3%，即 D_{se} 一年中也只是略有变化，所引起的 I_{sc} 的变化仅为年平均值的 $\pm 3.5\%$ ，故将 I_{sc} 视为常数来定义，即定义在日—地平均距离处地球大气层上界垂直于太阳光线的表面上，单位面积、单位时间内所接收到的太阳辐射能量为太阳常数。国际上经过实测后公认的太阳常数值为

$I_{sc} = 1367 \text{ W}/\text{m}^2 = 1.95 \text{ 卡}/\text{厘米}^2 \cdot \text{分} = 431 \text{ 英热单位}/\text{英尺}^2 \cdot \text{小时} = 1.8 \text{ 马}/\text{瓦}/\text{米}^2$

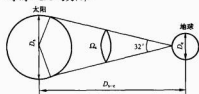


图 3.2-9 日—地平均距离时的几何关系

D_s —太阳直径， $1.39 \times 10^6 \text{ km}$ ； D_e —地球直径， $1.28 \times 10^4 \text{ km}$ ； D_{se} —日—地距离， $1.50 \times 10^8 \text{ km}$

当然，太阳本身的活动也会引起太阳辐射能的波动。但多年来，世界各地的观察结果表明，太阳活动峰值年的辐射量与太阳活动宁静年相比只有 2.5% 左右的增大而已。所以，可以认为太阳常数就是地球上所接收到的太阳辐照度的最大极限值。

2.1.2 太阳辐射光谱分布

太阳辐射是一种电磁辐射，既有波动性，也有粒子性，其光谱的主要波长范围为 $0.15 \sim 4 \mu\text{m}$ ，而地面和大气辐射的主要波长范围则为 $3 \sim 120 \mu\text{m}$ 。在气象学中，根据波长的不同，通常把太阳辐射称为短波辐射，而把地面和大气辐射称为长波辐射。

太阳辐射的光谱依波长划分波段：波长小于 $0.4 \mu\text{m}$ 为紫外波段；介于 $0.4 \sim 0.75 \mu\text{m}$ 为可见光波段；波长大于 $0.75 \mu\text{m}$ 的则为红外波段。在可见光谱的波长范围内，不同

波长的电磁辐射对人眼产生不同的颜色感觉。表 3.2-2 列出了各种颜色的波长及其光谱范围。

颜色	波长	光谱范围
红	700	640~750
橙	620	600~640
黄	580	550~600
绿	510	480~550
蓝—靛	470	450~480
紫	420	400~450

以辐射能量为纵坐标，波长为横坐标所绘制的太阳光谱能量分布曲线如图 3.2-10 所示。由图可知，尽管太阳辐射的波长范围较宽，但绝大部分的能量却集中在 $0.22 \sim 4.0 \mu\text{m}$ 的波段内，占总能量的 99%。其中，可见光波段约占 43%，红外波段约占 48.3%，紫外波段约占 8.7%。能量分布最大值所对应的波长则为 $0.475 \mu\text{m}$ ，属于蓝绿光。

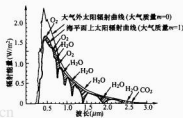


图 3.2-10 太阳光谱的能量分布曲线

2.2 地球表面上的太阳能

2.2.1 太阳辐射在大气层中的衰减

太阳辐射发射至地球，不但要经过遥远的旅程，并且还要遇到各种阻拦，受到各种影响。地球表面是被对流层、平流层和电离层大气紧紧地包围着的，其总厚度在 1200km 以上。从地面到 $10 \sim 12 \text{ km}$ 以内的一层大气，叫作对流层；从对流层之上到 50 km 以内的一层大气，叫作平流层；从平流层之上到 950 km 左右的一层大气，叫作电离层。当太阳从 $1.5 \times 10^8 \text{ km}$ 的远方将其光热和微粒流以 $3 \times 10^8 \text{ km/s}$ 的速度向地球辐射时，将受到地球大气层的干扰和阻挡。

地球是个大磁体，在它周围形成了一个很大的磁场。磁场控制的 1000 km 以上直至几万 km ，甚至高达几十万 km 的广大区域，称为地球的磁层。当太阳微粒辐射射向地球时，其受磁层阻挡而不能到达地面。即使有少数微粒闯入，往往也被磁层内部的磁场俘获。这是地球对太阳辐射所设置的“第一道防线”。

在地球磁层下面的地球大气层中，对流层、平流层和电离层都对太阳辐射有吸收、反射和散射作用。其中，电离层不仅可以使太阳辐射中的无线电波吸收掉或反射出去，而且会使有害的紫外线部分和 X 射线部分在这里受阻碍。这就是“第二道防线”。

在平流层里 24 km 左右，有一个臭氧特别丰富的层次，称为臭氧层。臭氧层的作用很大，可以将进入这里的绝大部分紫外线吸收掉。因此，臭氧层又构成了“第三道防线”。

由于地球设置了以上“三道防线”，因此可以把太阳辐

射中的有害部分消除,从而使人类和各种生物得以保护。地球大气层中的各种物质对太阳辐射也会产生影响。

大气中的氧、臭氧、水、二氧化碳和尘埃等,对太阳辐射均有不同程度的吸收作用。其中,氧在大气中的含量约占21%,它主要吸收波长小于0.2μm的太阳辐射波段,特别是对0.155μm的辐射波吸收能力最强。所以,在低层大气内很难找到波长小于0.2μm的太阳辐射;臭氧主要吸收紫外线,其吸收的能量占太阳总辐射能量的21%左右;大气中如果含有较多的水汽,太阳的位置又不太高,则水汽可以吸收太阳总辐射能量的20%。液态水吸收的太阳辐射能量则更多;二氧化碳和尘埃吸收的太阳辐射能量则很少。

大气中的水分子、小水滴以及灰尘等大粒子,对太阳辐射有反射作用。它们的反射能力约占太阳常数的7%左右。云层的反射能力很大,但其反射能力与云量、云状和云层的厚度有关。3000m厚的积云层对太阳辐射能量的反射能力可达72%,积云层的反射能力为52%。据测算,以地球的平均云量来说,若其反射能力为54%,则大约有近1/4的太阳辐射能量被云层反射回宇宙空间。

当太阳辐射以近似的平行光束射向地球大气层时,会遇到空气分子、尘埃和云雾等质点的阻挡而产生散射作用。这种散射不同于吸收,它不会将太阳辐射能转变为各个质点的内能,而只是改变太阳辐射的方向,使太阳辐射在质点上向四面八方传出能量,从而使一部分太阳辐射变为大气逆辐射,射出大气层之外而无法到达地球表面。这也是使太阳辐射能量减弱的一个重要原因。

由于大气层的存在和影响,到达地球表面的太阳辐射可分为两个部分:一部分为直接辐射,这是不改变方向的太阳辐射;另一部分为散射辐射,这是被大气层或云层反射和散射后改变了方向的太阳辐射,两者之和称为总辐射。一般来说,晴朗的白天直接辐射占总辐射的大部分,而阴雨天散射辐射则占总辐射的大部分。利用太阳能,实际上则是利用太阳总辐射。但是,对于多数太阳能利用设备来说,特别是聚光集热装置,则是利用直接辐射部分。

总之,据观测和计算,到达地球大气层上界的太阳辐射功率为 1.73×10^{17} W,经过大气层后受到衰减。其中,被大气分子和尘埃反射回宇宙空间的太阳辐射功率为 5.2×10^{16} W,约占30%;被大气所吸收的部分为 4.0×10^{16} W,约占23%;因此,穿过大气层到达地球表面的太阳辐射功率则为 8.1×10^{16} W,约占47%。也就是说,能穿过大气到达地球表面的太阳能还不到到达地球大气层上界的一半。此外,地球表面的海洋面积占79%。这样,到达陆地表面的太阳辐射功率就仅占到达整个地球表面的太阳辐射功率的21%,即大约为 1.7×10^{16} W。

2.2.2 影响地面太阳辐射照度的因素

影响地面太阳辐射照度的因素很多。某一具体地点的太阳辐射度大小由下述因素的综合结果决定。

2.2.2.1 太阳高度

太阳高度即为太阳位于地平面以上的高度角。

由于地球大气层对太阳辐射有吸收、反射和散射作用,因此,红外线、可见光和紫外线在光射线中所占的比例也随着太阳高度的变化而变化。当太阳高度为90°时,在太阳光谱中,红外线占50%,可见光占46%,紫外线占4%;当太阳高度为5°时,红外线占72%,可见光占28%,紫外线则为近于0。

一天中,太阳高度是不断变化的,同时,在一年中也是不断变化的。对于某处地平面来说,太阳高度较低时,光线

穿过大气的路程较长,辐射能衰减就较多。同时,又因为光线以较小的角投射到该地平面上,所以到达地平面的能量就较少。反之,则较多。太阳高度角的计算可按式(3.2-5)进行。

2.2.2.2 大气质量

太阳辐射能受到衰减作用的大小,与太阳辐射穿过大气路程的长短有关。路程越长,能量损失得就越多;路程越短,能量损失得越少。大气质量就是太阳辐射通过大气层的无量纲路程,将其定义为太阳光通过大气层的路径与太阳光在天顶方向时射向地面的路径之比。令海平面上太阳光垂直入射的路径为1,即无量纲距为 $m=1$ 。大气质量示意图3.2-11。由图可知,当太阳高度角 α_s 大于或等于30°时,无量纲距的计算公式为

$$m = OA/OA' = \sec \alpha_s = \frac{1}{\sin \alpha_s} \quad (3.2-7)$$

式中: α_s 为太阳高度角。

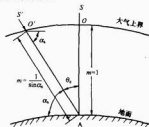


图 3.2-11 大气质量示意图
 θ_s —太阳天顶角

太阳高度角与大气质量的关系见表3.2-3。

表 3.2-3 太阳高度角与大气质量的关系

太阳高度角 α_s	90°	60°	45°	30°	10°	5°
大气质量 $(1/\sin \alpha_s)$	1.000	1.155	1.414	2.000	5.758	11.480

2.2.2.3 大气透明度

在大气层上界与光线垂直的平面上,太阳辐射度基本上是一个常数。但是在地球表面上,太阳辐射度却是经常变化的。这主要是由于大气透明程度不同所引起的。大气透明度是表征大气对于太阳光线透过程度的一个参数。在晴朗无云的天气,大气透明度高,到达地面的太阳辐射能就多。天空云雾很多或风沙灰尘很大时,大气透明度很低,到达地面的太阳辐射能就较少。可见,大气透明度是与天空中云量的多少以及大气中所含灰尘等杂质的多少密切相关的。为了考虑大气透明度对太阳辐射的影响,经烦琐的公式推导后,将其制成表3.2-4。从表3.2-4中可查出不同太阳高度角和大气透明度下的太阳直接辐射度。

表 3.2-4 各种大气透明度下太阳直接辐射度与太阳高度角的关系(日地平均距离)

透明度 P_z	太阳高度角 $\alpha_s(^{\circ})$										
	7	10	15	20	25	30	40	50	60	75	90
很很浊	0.60	0.17	0.26	0.41	0.54	0.63	0.70	0.83	0.94	1.00	1.04
很浊	0.65	0.25	0.38	0.55	0.67	0.76	0.84	0.98	1.08	1.13	1.16
偏低	0.70	0.35	0.49	0.67	0.79	0.88	0.96	1.08	1.16	1.21	1.25
正常	0.75	0.48	0.63	0.81	0.93	1.02	1.10	1.21	1.27	1.32	1.35
偏高	0.80	0.61	0.76	0.93	1.06	1.15	1.22	1.32	1.37	1.41	1.44
很透明	0.85	0.77	0.90	1.08	1.20	1.29	1.35	1.42	1.47	1.51	1.54

2.2.2.4 地理纬度

太阳辐射能量是由低纬度向高纬度逐渐减弱的。假定不同纬度地区的大气透明度是相同的。在这样的条件下进行比较,如图 3.2-12 所示,春分中午时刻的太阳垂直照射到地球赤道 F 点上,设同一经度上有另外两点 B 、 D ,且 B 点纬度比 D 点纬度高。由图可知,阳光射到 B 点所需经过大气层的路程 AB 比阳光射到 D 点所经过大气层的路程 CD 长。所以, B 点的垂直辐射能量将比 D 点的小。在赤道上的 F 点垂直辐射通量最大,因为阳光在大气层中期经过的路程 EF 最短。例如,地处高纬度的俄国圣彼得堡(北纬 60°),每年 1cm^2 的面积上,只能获得 335kJ 的热量,而在我国首都北京,地处中纬度(北纬 $39^\circ 67'$),则可得 586kJ 的热量,在低纬度的撒哈拉沙漠地区则可得 921kJ 的热量。

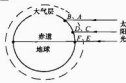


图 3.2-12 太阳垂直辐射通量与地理纬度的关系

2.2.2.5 日照时间

日照时间也是影响地面太阳辐射度的一个重要因素。如果某地区某日白天有 14h ,其中阴天时间大于或等于 6h ,而出太阳的时间小于或等于 8h ,那么就谈该地区那一天的日照时间是 8h 。日照时间越长,地面所获得的太阳总辐射量就越多。

2.2.2.6 海拔

海拔越高,大气透明度越好,从而太阳的直接辐射量也就越高。我国西藏高原地区,由于平均海拔高达 4000m 以上,且大气洁净、空气干燥、纬度又低,因此太阳总辐射量多介于 $6000\sim 8000\text{MJ}/\text{m}^2$,且直接辐射比重大。

此外,日地距离、地形、地势等对太阳辐射度也有一定影响,在同一纬度上,盆地温度要比平川高,阳坡气温要比阴坡高等。

3 斜面上的太阳辐射能

太阳辐射度可由气象台提供。可是,这些数据往往是水平面上的直射辐射和散射辐射的总和。在工程设计中,往往需要斜面上的数据,这是人们了解太阳能的最终目的。

3.1 斜面上的太阳总辐射度

斜面上的太阳总辐射度 I_θ 由三部分组成,即直射 $I_{D\theta}$ 、散射 $I_{s\theta}$ 和地面反射 $I_{R\theta}$,用公式表达为

$$I_\theta = I_{D\theta} + I_{s\theta} + I_{R\theta}$$

3.1.1 斜面上的直射辐射度 $I_{D\theta}$

根据图 3.2-13 知,太阳辐射总能量不变时,有

$$I_{D\theta}AC = I_{D\theta}AB = I_{D\theta}AB'$$

$$I_{D\theta} = \frac{AC}{AB} \times I_{D\theta} = I_{D\theta} \cos \theta_T$$

$$I_{D\theta} = I_{D\theta} \times \frac{AB'}{AC} = \frac{I_{D\theta}}{\sin \alpha_T} \quad [\text{cal}/(\text{cm}^2 \cdot \text{d})]$$

故

$$I_{D\theta} = I_{D\theta} \times \frac{\cos \theta_T}{\sin \alpha_T} = I_{D\theta} \times \frac{\cos \theta_T}{\cos \theta_T} \quad [\text{cal}/(\text{cm}^2 \cdot \text{d})]$$

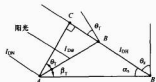


图 3.2-13 斜面上直射辐射与入射角的关系

由此可知,斜面上的直射辐射度可用太阳光线在垂直平面上的太阳直射辐射度 $I_{D\theta}$ 与入射角 θ_T 求得,也可用水平面上的太阳直射辐射度 $I_{D\theta}$ 与入射角 θ_T 、高度角 α_T 或天顶角 θ_T 求得。

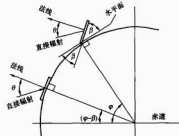


图 3.2-14 纬度 φ 和 $\varphi-\beta$ 处入射角 θ_T 与天顶角 θ_s 的关系图

φ —地理纬度; β —太阳赤纬; θ_T —太阳辐射入射角; β —斜面与水平面的夹角

太阳光入射角 θ_T 的余弦为

$$\begin{aligned} \cos \theta_T &= (\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma_s) \sin \delta + \\ & \quad (\cos \varphi \cos \beta + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma_s) \cos \delta \cos \omega + \\ & \quad \sin \varphi \sin \beta \cos \delta \sin \omega \end{aligned} \quad (3.2-8)$$

故斜面上太阳直射辐射与斜面方位和倾角的关系式为

$$\begin{aligned} I_{D\theta} &= I_{D\theta} [(\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma_s) \sin \delta + \\ & \quad (\cos \varphi \cos \beta + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma_s) \cos \delta \cos \omega + \\ & \quad \sin \varphi \sin \beta \cos \delta \sin \omega] \end{aligned} \quad (3.2-9)$$

式中: γ_s 为斜面方位角,即斜面法线在水平面上投影线与南北方向线之间的夹角; δ 为赤纬角; ω 为时角。

对于朝南正(南半球是朝正北)的太阳能收集装置, $\gamma_s = 0$, 则有

$$I_{D\theta} = I_{D\theta} [\sin(\varphi - \beta) \sin \delta + \cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega] \quad (3.2-10)$$

由图 3.2-14 可知,纬度 θ 处面向赤道,倾角 β 的斜面的太阳光入射角相当于纬度中 β 处水平面上的天顶角。

对于水平面, $\beta = 0$, 则

$$I_{D\theta} = I_{D\theta} \cos \theta_s$$

3.1.2 斜面上的散射辐射度 $I_{s\theta}$ 3.1.2.1 水平面上的散射辐射度 $I_{s\theta}$

晴天时,经理论推导得到

$$I_{s\theta} = \frac{1}{2} I_0 \sin \alpha_T \frac{1 - \rho^m}{1 - 1.4 L n \rho} \quad (3.2-11)$$

水平面上散射辐射的入射方向与直射辐射相同。

3.1.2.2 斜面上的散射辐照度 $I_{d\theta}$

若天空为各向同性的散射辐射时,可利用角系数互换定律

$$A_{sky} F_{sky-c} = A_c F_{c-sky}$$

从而,到达斜面上单位面积的散射辐射为

$$I_{d\theta} = I_{dH} A_{sky} F_{sky-c} = I_{dH} F_{c-sky} \quad (3.2-12)$$

式中: $I_{d\theta}$ 为斜面上单位面积的散射辐照度; I_{dH} 为水平面上的散射辐射通量; A_{sky} 为半球天空的面积; A_c 为倾斜面面积, 这里 $A_c = 1$; F_{sky-c} 、 F_{c-sky} 为角系数, 或称为形状系数。倾角为 β 的平面, 对于天空的角系数是斜面看得见天空的面积 (投影), 占整个天空半球面积 (投影) 的百分数为

$$F_{c-sky} = \left(\frac{\pi r^2}{2} + \frac{\pi r^2}{2} \cos \beta \right) / \pi r^2 = (1 + \cos \beta) / 2 = \cos^2 (\beta/2)$$

式中: r 为半球天空的半径 (见图 3.2-15)。

上式代入式 (3.2-12) 得

$$I_{d\theta} = I_{dH} \cos^2 (\beta/2)$$

斜面上散射辐射方向与水平面上各向同性散射的平均入射角为 60° 。

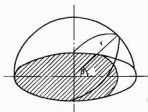


图 3.2-15 角系数 F_{c-sky} 示意图

3.1.3 地面上的反射辐照度 $I_{R\theta}$

地面的反射辐照度是各向同性的, 根据角系数互换定律, 有

$$A_G F_{G-C} = A_C F_{C-G}$$

$$A_C I_{R\theta} = \rho_G (I_{dH} + I_{d\theta}) A_G F_{G-C}$$

而在封闭空间中

$$F_{C-G} + F_{c-sky} = 1$$

又

$$F_{c-sky} = \cos^2 \frac{\beta}{2}$$

所以

$$I_{R\theta} = \rho_G (I_{dH} + I_{d\theta}) \left(1 - \cos^2 \frac{\beta}{2} \right)$$

$$= \rho_G (I_{dH} + I_{d\theta}) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.2-13)$$

式中: ρ_G 为地面反射率; $I_{R\theta}$ 为地面上的反射辐照度。

归纳起来, 即到达斜面上的太阳辐照度包括斜面上太阳直射辐照度 $I_{D\theta}$ 、斜面上太阳散射辐照度 $I_{d\theta}$ 和斜面上反射辐照度 $I_{R\theta}$ 。

3.2 水平面上太阳辐射转化成斜面上太阳辐射

3.2.1 直散分离

要将水平面上太阳辐射转化成斜面上太阳辐射, 首先必须将太阳总辐射进行直、散分离。据太阳辐射观察分析, 散射日总量月平均值与太阳总辐射的总量月平均值之比和地平面上总辐射与大气上界太阳辐射日总量月平均值之比具有很

好的相关性。Liu 和 Jordan 求得的散射辐射回归方程为

$$\bar{K}_d = \frac{\bar{I}_{dH}}{\bar{I}_H} = 1.390 - 4.027 \bar{K}_T + 5.531 \bar{K}_T^2 - 3.108 \bar{K}_T^3 \quad (3.2-14)$$

式中: \bar{K}_d 为水平面上散射和总辐射的日总量平均值之比; \bar{K}_T 为水平面上总辐射与大气上界总辐射的日总量月平均值之比; \bar{I}_{dH} 为水平面上散射的日总量月平均值 (气象台提供); \bar{I}_H 为水平面上总辐射的日总量月平均值 (气象台提供); \bar{I}_0 为大气上界水平面上总辐射的日总量月平均值 (可查表)。

由 \bar{I}_H 和 \bar{I}_0 可得到 \bar{K}_T , 代入式 (3.2-14) 得到 \bar{K}_d , 这就可得 \bar{I}_{dH} , 从而可知水平面上直接辐射的日总量月平均值为

$$\bar{I}_{DH} = \bar{I}_H - \bar{I}_{dH}$$

表 3.2-5 北纬 $20^\circ \sim 65^\circ$ 大气上界水平面上太阳辐射日总量月平均值

月份	英热单位/(英尺 ² ·天)									
	纬度									
	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°
1	2346	2105	1854	1594	1329	1061	797	541	305	106
2	2656	2458	2242	2012	1769	1515	1255	991	727	472
3	3021	2896	2748	2579	2391	2185	1963	1727	1478	1219
4	3297	3262	3204	3122	3018	2893	2748	2585	2407	2217
5	3417	3460	3480	3478	3455	3412	3351	3277	3194	3116
6	3438	3517	3576	3613	3631	3631	3616	3591	3567	3568
7	3414	3476	3516	3534	3532	3511	3474	3424	3371	3331
8	3321	3316	3288	3237	3164	3070	2957	2826	2683	2531
9	3097	3003	2887	2748	2589	2410	2214	2001	1773	1533
10	2748	2571	2377	2165	1939	1700	1450	1192	931	670
11	2404	2173	1931	1678	1418	1154	890	632	338	172
12	2238	1988	1728	1462	1193	925	664	417	197	31

注 1 英热单位/(英尺²·天) = 2.71 kJ/(m²·d)。

3.2.2 水平面上直射辐射转化成斜面上直射辐射

引入斜面系数 R_b , 有

$$R_b = \frac{\text{斜面上的直射辐射}}{\text{水平面上的直射辐射}} = \frac{I_{D\theta}}{I_{DH}}$$

则斜面上的直射辐照度

$$I_{D\theta} = R_b I_{DH} \quad (3.2-15)$$

将已知纬度 ϕ 、倾角 β 、赤纬角 δ 和时角 ω 代入式 (3.2-13) 即可得 $I_{D\theta}$

$$R_b = \frac{\sin(\phi - \beta) \sin \delta + \cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega}{\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega}$$

斜面上的散射辐照度由式 $I_{d\theta} = I_{dH} \cos^2 (\beta/2)$ 求出, 地面上的散射辐照度由式 (3.2-13) 求得, 所以, 斜面上与水平面上太阳总辐射的平均比值为

$$\bar{R} = \frac{\bar{I}_\theta}{\bar{I}_H} = \frac{\bar{I}_D}{\bar{I}_H} R_b + \frac{\bar{I}_d}{\bar{I}_H} \times \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

斜面上的太阳总辐射即为

$$\bar{I}_\theta = \bar{I}_D R_b + \bar{I}_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho (\bar{I}_D + \bar{I}_d) \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

式中: ρ 为地面反射率, 工程计算中取平均值 0.2, 有雪覆盖地面时取 0.7。表 3.2-6 给出了北京地区用上述方法计算得出的结果。

表 3.2-6 北京地区斜面上太阳总辐射的计算结果

月份	T_{H1}	T_0	\bar{K}_T	T_d/T_H	\bar{K}_b	$\bar{K}_b(1 - \frac{T_d}{T_H})$	$\frac{1+\cos\beta}{2}(\frac{T_d}{T_H})$	$\rho \frac{1-\cos\beta}{2}$	R	I_g
4	4569	8186	0.56	0.32	1.05	0.714	0.283	0.023 4	1.02	4660
5	5409	9372	0.58	0.31	0.85	0.586	0.274		0.88	4760
6	5357	9849	0.54	0.34	0.80	0.528	0.30		0.85	4553
7	4522	9581	0.47	0.38	0.80	0.496	0.335		0.85	3844
8	4222	8583	0.49	0.38	0.90	0.558	0.335		0.92	3844
9	3937	7023	0.56	0.32	1.20	0.816	0.283		1.12	4409
10	3089	5260	0.58	0.31	1.60	1.104	0.274		1.40	4329

注 I 单位为 $\text{kcal}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 。

4 太阳辐射的测量和资源计算

4.1 太阳辐射测量和标准

4.1.1 分类与质量特性

太阳辐射测量仪器可按不同的标准进行分类, 诸如被测量变量的种类、视场的大小、光谱响应范围和主要用途等。最主要的分类见表 3.2-7。

表 3.2-7 辐射仪器分类

仪器分类	被测参数	主要用途	视场角 (球面度)
绝对直接日射表	直接日射	标准仪器	5×10^{-3}
直接日射表	直接日射	二等标准仪器 工作仪器	$5 \times 10^{-3} \sim 2.5 \times 10^{-2}$
分光直接辐射表	宽波段的直接日射(用 OXG530 等滤光片)	工作仪器	$5 \times 10^{-3} \sim 2.5 \times 10^{-2}$
太阳光度计	窄波段的直接日射	(1) 标准仪器; (2) 工作仪器	$1 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-2}$
总日射表	(1) 总日射; (2) 散射日射; (3) 反射日射	(1) 标准仪器; (2) 工作仪器	2π
分光总日射表	宽波段的直接日射(用 OXG530 等滤光片)	工作仪器	2π
净总日射表	净总日射	(1) 标准仪器; (2) 工作仪器	4π
地球辐射表	(1) 向上的长波辐射; (2) 向下的长波辐射	(1) 标准仪器; (2) 工作仪器	2π
全辐射表	全辐射	工作仪器	2π
净全辐射表	净全辐射	工作仪器	2π

根据世界气象组织的有关规定, 辐射仪器的质量以下列 8 项特性来检验:

- (1) 分辨率。只能被仪器探测到的最小辐射变化量。
- (2) 稳定度。灵敏度的长期变化, 如 1 年内的最大可能变化量。
- (3) 温度稳定性。随温度变化所引起灵敏度的变化。

(4) 非线性响应。灵敏度随入射辐射照度水准不同而产生的变化。

(5) 光谱响应偏离理想响应(指感应面黑度)的程度。

(6) 方位响应偏离理想响应的程度, 如余弦响应、方位响应等。

(7) 仪器的时间常数。

(8) 辅助装置的不确定度。

世界气象组织(WMO)根据前述 8 项因子可将直接日射表分成一级和二级两类, 同时将总日射表分成二等标准、一级工作表和二级工作表三类。至于地球辐射表和净全辐射表的分类标准, 并未单独给出, 而是以全辐射表的名义进行分类, 如总日射表一样, 分成二等标准、一级工作表和二级工作表三类。

4.1.2 主要仪器简介

4.1.2.1 直接日射表

直接日射表是测量直接日射的仪器。由于测量的范围仅限于来自日面及其周围一狭窄环形天空的日射, 因此, 为了确保达到目的, 每台直接日射表均带有准直管, 其开敞角约为 5° 。准直管的作用有: ①瞄准太阳; ②限定视角。

直接日射表分为绝对和相对两类。所谓绝对, 是指无须参照源或辐射器就能将太阳直射辐射度规定出来; 相对仪器则需要通过与绝对仪器比较才能得出自身的灵敏度。

现代绝对直接日射表均使用腔体作为辐射接收器。腔体式接收器的优点在于接收得更充分。腔体内壁涂以高吸收比的黑漆, 外壁则缠有加热丝。测量过程实际上是以电功率代替辐射功率。图 3.2-16 所示为一台绝对腔体式直接日射表的构造示意。仪器内有两个腔体, 一个用于接受太阳的辐射照射, 另一个则用于补偿由于环境变化所引发的影响。

绝对直接日射表按其工作方式可分为主动式和被动式两种。被动式仪器在测量时分辐照阶段和补偿阶段。辐照阶段连续测量仪器的输出值; 补偿阶段则截断辐射照射, 通电加热并调整到与辐照阶段相同的输出, 此时的电功率就是辐照阶段的辐射功率。主动式仪器则靠电子线路对电功率自动地进行连续控制, 以达到无论是在辐照阶段还是在补偿阶段均保持恒定温差的目的。这就意味着, 辐照阶段和补偿阶段的电功率之差即为腔体所接受的辐射功率。

绝对直接日射表是日射测量中准确度最高的仪器, 加之其测量程序较复杂, 不适用于日常的测量工作, 故主要用于日射仪器的校准。

相对直接日射表的感应元件是热电堆。日射仪器上用的

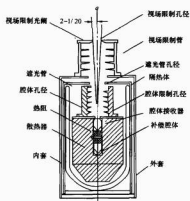


图 3.2-16 PACRAD 型腔体式绝对直接日射表的内部结构

热电堆有多种（见图 3.2-17），其中最常用的是绕线电镀热电堆。这种热电堆是在一个经过阳极氧化绝缘处理的铝质骨架上，绕上一定圈数的康铜丝，然后将其一半用凡士林或其他绝缘物质涂覆保护，另一半则镀铜。这样制作出来的热电堆，不仅线性良好，而且其温度系数也小。

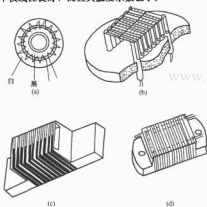


图 3.2-17 各种日射仪器用热电堆
(a) 旧式 Eppley 总日；(b) Moll 型热电堆；(c) Eppley 绕线电镀式热电堆；(d) Sonnetag 电镀绕线型热电堆
一铜；一康铜

4.1.2.2 总日射表

总日射表是测量总日射的仪器。这种仪器可倾斜放置，用来测量斜面上的辐照度；或翻转过来安放，以测量反射日射；或在遮去直接日射的情况下测量散射日射，所以它是用途最广的日射仪器。总日射表按感应面的情况分为全黑型和黑白型两类。全黑型的性能通常优于黑白型。不过，最新研究发现，全黑型仪器具有零点偏大、夜间为负的弊端，目前仍在努力克服中。所有种类的总日射表都是相对仪器，均必须直接或间接地同标准仪器进行比较才可得到具体的灵敏度。图 3.2-18 所示为全黑型总日射表的构造示意。

4.1.2.3 地球辐射表

地球辐射表是用来测量长波辐射的仪器，其构造与总日射表大体相同，不同之处在于：①半球罩只能透过波长大于 $4\mu\text{m}$ 的红外辐射，而不能透过太阳短波辐射；②附有测量

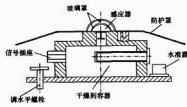


图 3.2-18 全黑型总日射表构造示意

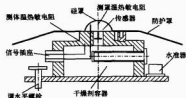


图 3.2-19 地球辐射表构造示意

感应面温度的装置，以便计算出在感应面实际温度下的辐射出射度，因为仪器的输出值实际上是外界入射的长波辐射与仪器自身的出射辐射之差（见图 3.2-19）。

4.1.2.4 净全辐射表

净全辐射表主要用来测量净全辐射。它有两个感应面，即热电堆的上下两面，各自形成一个感应面。为防止风的影响，上下两个感应面各用一个聚乙烯薄膜制作的半球罩覆盖。由于聚乙烯薄膜既可透过短波辐射，也可透过长波辐射，而仪器实际感应的是全波段的辐射，且仪器有上下两个感应面，既可接受受到向下的，也可接受受到向上的辐射，因此实际上所接收到的是仪器所在平面上向上与向下全辐射通量之差。图 3.2-20 所示为一种净全辐射表的分解和装配图。

4.1.3 太阳辐射测量标准

4.1.3.1 历史沿革

1905 年，在奥地利因斯布鲁克召开的国际气象会议上，Ångström 补偿式直接日射表（以 \AA 表示）被作为测量太阳辐射的标准仪器。这就是 Ångström 标尺（以 ÅS-1905 表示）的由来。它是建立在一组仪器基础之上的，包括作为绝对标准的 $\text{\AA}70$ （保存在瑞典 Uppsala 大学物理研究所）和作为副标准的 $\text{\AA}158$ 和 $\text{\AA}153$ （保存在瑞典水文气象研究所）。由于这种仪器存在着边缘效应，因此其测量结果大约偏低 2%。不过，在 1956 年以前，所有测量仪器都是以未加订正的 ÅS-1905 为准的。ÅS-1905 在欧洲得到了广泛的认可。

1913 年，美国 Smithsonian 研究所 Abbot 设计了水流式直接日射表，从而形成了 Smithsonian 标尺（以 SS-1913 表示）。后来这种仪器几经改进和完善，从而使 SS-1913 更加准确。研究发现，SS-1913 系统偏高 2.5%。这个修正值虽被用来修正太阳常数的测定结果，但却从未用来校准台站的日射仪器。这个修正值在 1934、1947 和 1952 年多次得到了确认。由于该仪器过于笨重，操作起来也较烦琐，因此 Abbot 后来又设计了一种银盘辐射表。SS-1913 就是通过它来传递的。SS-1913 主要流行于美洲。

上述两种辐射标尺，在数十年的并存过程中曾多次以太阳为光源进行过对比。协调这些对比结果的主要困难在于这两种仪器的孔径角不一致。由于不同的太阳高度情况下日周天空亮度的变化规律不一样，两种仪器之间的差别不可能是个常数，而是介于 3%—6%。根据那时的测定结果，SS-1913 比 ÅS-1905 平均高 3.5%。在实验室内用人工光源进

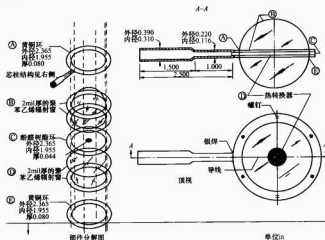


图 3.2-20 Fritschen 小型净全辐射表的部件分解和装配图

行比对的结果相差 2.8%。

国际地球物理年开始以前，太阳辐射数据的公布与出版，有的按 ÅS-1905，有的则按 SS-1913，有的则未加说明，情况十分混乱。为了便于数据资料的引用和比较，以利国际地球物理年各项科研活动的开展，1956 年 9 月在瑞士达沃斯召开的国际气象学和大气物理学协会辐射委员会上，美国学者 A. J. Drummond 的意见得到采纳：推行一个新的国际直接日射测量标尺，以作为国际上唯一通用的日射标准。新标尺实际上是前两种标尺的折中，以 IPS-1956 表示。这个建议得到了 WMO 仪器和观测方法委员会(CIMO)第二届会议的认可，并定于 1957 年 1 月 1 日起执行。IPS-1956 以原 ÅS-1905 增加 1.5% 或原 SS-1913 减少 2.0% 来实现。各种标尺之间的关系如图 3.2-21 所示。



图 3.2-21 各辐射测量标尺之间的相互关系 (单位: %)

建国以后，我国日射测量所参照的标准就是 IPS-1956。为确保日射测量数据的一致性，WMO 已建立起一个包括世界、地区和国家三级辐射中心的体系（见图 3.2-22），并定期组织标准直接日射表的国际比对（IPC）。

第一次标准直接日射表的国际比对——IPC-I 是 1959 年在达沃斯举行的。IPS-1956 也就是在此次比对期间定义并传递的。它以原瑞典斯德哥尔摩的标准仪器 Å158 作为基准器，并将自身的仪器常数增加了 1.5%。然后，以此为准，通过实际比对再来确定其他仪器的检定常数。1964 年举行了 IPC-II。1959~1964 年间，仪器常数的变化小于 0.4%。但是，1969 年在卡尔虎特普举行的第 VI 区区域内的标准直接日射表比对时，就发现 Å158 的测量结果有与与众不同的变化，相对参加过 IPC-I 和 IPC-II 的其他仪器来说，要高出 1.2%。IPC-III（1970 年）期间，再次发现 Å158 与保存在达沃斯的标准仪器 Å210 之间存在着 1.2% 的差异。经核查，这些差异源自与 Å158 配套使用的电表超

差。Å158 本身并无问题，但是为了避免再次发生类似情况，IPC-III 后，决定用 7 台仪器，即 Å140（东德）、Å212（苏联）、Å525（瑞士）、Å542（南非）、Å561（苏丹）、Å576（尼日利亚）和 E Å2273（美国）作为一标准仪器组。他们仍沿用 IPC-I 和 IPC-II 期间所确定的常数，并以其平均值代替 Å158 作为保持“IPC-1956”的基准器，但这已不是 1956 年辐射委员会所定义的 IPS-1956 了，故此加上了引号，以示区别。

另一方面，1956 年以后又进行了一系列 ÅS-1905 和 SS-1913 之间的比对活动。结果表明，两者之间的差异不止 3.5%，而是介于 4.4%~5.0%。由此可见，IPS-1956 本身就不很精准，其原因是原标准仪器本身存在着一些问题。

20 世纪 60 年代以来，随着空间科学的迅猛发展，要求不断提高日射测量的准确度。为此需要一种能与国际单位制全辐照度相一致的绝对辐射测量基准。IPS 的经验表明，这样的基准不可能建立在当时已有的标准直接日射表上。

20 世纪 60 年代末，以腔体作接收器，且具有自检功能的绝对辐射表相继研究开发出来。PACRAD、ECR 等型号的绝对辐射表，1970 年就参加了 IPC-III。比对结果表明，“IPS-1956”与绝对辐射表之间存在着 2% 左右的差异，“IPS-1956”偏低。但是，在当时，这个数字还不能认为十分可靠，仪器方面的准备也尚未达到足以摒弃“IPS-1956”而确立新标尺的程度。辐射委员会在 1975 年的格勒布诺尔会议上也阐述过类似的意见。

又经过了几年的努力，直至 1977 年，在 WMO CIMO 第 7 届会议上才通过了建立新的辐射基准，即世界辐射测量基准（以 WRR 表示）的建议，并于 1981 年 1 月 1 日起取代“IPS-1956”。

中国气象局已决定接受上述建议，并于 1981 年 1 月 1 日起在全国执行。

4.1.3.2 世界辐射测量基准 (WRR)

1970~1976 年间，先后 10 种类型，共 15 台绝对辐射表参加了在达沃斯进行的比对。此期间共进行过 25 000 多次测定，其中大部分是在 1975 年 8 月和 10 月的 IPC-IV 期间进行的。由于历史的原因，PACRAD 被当作了比对的标准。通过比对，首先可以看到，1970 年 10 月 IPC-III 期间“IPS-1956”与 PACRAD205 次同步测定的比值为 0.9812，

1975年10月IPC-IV期间226次同步测定的比值为0.9803,两者相差不到0.1%。这说明 PACRAD 和代表“IPS-1956”的标准仪器具有很高的稳定性。

另外,参加比对的15台绝对辐射表的测定值相当一致,均集中在以高于 PACRAD 0.2%为中心的±0.8%的范围内,其中一半甚至落在±0.15%这一窄小范围内。这表明国际单位制全辐照度的真值就在此范围内。由于各个绝对辐射表与 PACRAD 的比值为1.0019,因此有

$$\frac{WRR/PACRAD}{\text{"IPS-1956"/PACRAD}} = \frac{WRR}{\text{"IPS-1956"}} = \frac{1.0019}{0.9803} = 1.022$$

把旧标尺转换成 WRR 的系数是

$$WRR/AS-1905=1.026$$

$$WRR/SS-1913=0.977$$

WRR 提供的全辐照度物理单位的准确度优于±0.3%。它已获1979年度WMO执行委员会的承认,并收录在1979年编辑的技术规范中。

为保证新标准的长期稳定,规定取4种不同设计(不含有同一类型的仪器)的绝对辐射表作为世界基准组(WSG)。在组成 WSG 时,组内的每种仪器必须满足下列要求:①长期稳定性优于±0.2%;②仪器的准确度和精密性在 WRR 的不确定度限制以内(±0.3%);③仪器的设计不同于组内其他仪器。

由于种种原因,WSG 的具体成员有过变化,但其原则未变。目前,WSG 的成员由7台仪器组成。

4.2 太阳能资源计算与分区

4.2.1 资源计算

对于太阳能利用来说,了解国内各地的太阳能资源状况是十分必要的。但是,由于太阳辐射测量站点稀疏,仅靠实测数据远不能满足各方面的需求。国际上通行的解决办法是借助现有的日照站点的实测数据,与一些同日照有关,且广泛观测的其他气象要素建立统计关系,然后再将这些定量关系应用到无日照观测的地区,从而计算出相应的日照数据。

应当指出,影响日照的气象要素有很多,重要的有云量、云状、大气透明度等,此外,海拔、地理纬度、季节、时刻等因素的影响也不容忽视。云量、云状和大气透明度可以说是变化多端,难以计量,因此,大多数计算方法也都是

限于晴朗天,实用价值受到了限制。下面所讨论的方法仅限于多年平均状况,即气候学意义上的年或月平均辐照量 H 。

计算总日照辐照量的方法种类繁多,若用通式可表达为

$$H = H_0 f(s_1, n) \quad (3.2-16)$$

式中: H_0 为基础总日照辐照量值; $f(s_1, n)$ 为表征天空遮蔽程度的函数; s_1 为日照百分率; n 为云量。

式(3-16)中, s_1 和 n 可任选一,也可兼用; H_0 的选择则可分为以下三种:

(1) 天文辐射。天文辐射是指大气上界的日照。由于大气上界已不存在空气,因此就没有了散射,实际上只剩下了直接日照,且只随纬度和时间的不同而有变化。由于天文辐射对不同海拔没有响应,因此不利于用来解决我国这样地区辽阔、地势起伏明显的情况。

(2) 晴天辐射。为了获得此值,需要将各日照站点的多年实测资料逐日地点绘到以日期为横坐标的图上,最后绘出全部点的外廓线,再求出响应时段(月)内,外廓线下的面积,即月内的晴天辐照量。这样做不仅工作量大,且外廓线所代表的往往是大气处于极端透明情况下的辐照量,其值偏高。另外,由于实测站点稀少且分布不均,因此这样得出的结果无法兼顾到不同海拔和纬度的情况。

(3) 理想大气中的总日照辐照量。该辐照量具有如下优点:①可以通过计算精确求出,无须整理有限站点的大量原始实测数据;②可以得到不同海拔和纬度的分布值。所谓理想大气,又称干洁大气,顾名思义,就其成分而言,除了没有水汽和气溶胶外,与一般大气无异。这样就可以把大气中的不确定因素排除,从而可以计算出大气固定成分对日照的散射和吸收。

至于 $f(s_1, n)$ 的具体表达式,国内外的大量研究现已明确,用日照百分率的效果优于使用云量。这也不难理解,因为日照百分率毕竟是连续记录的结果,而云量靠的是目测,且一日内仅有4次观测,其中还包括一次夜间的记录(其对日照而言,毫无意义)。目前公认的最佳表达式的形式为

$$H = H_0(a + bs_1) \quad (3.2-17)$$

式中: a 与 b 为回归系数,可根据实测数据用最小二乘法求出。

图 3.2-22 所示为于炳忠等计算得出的全国太阳能资源

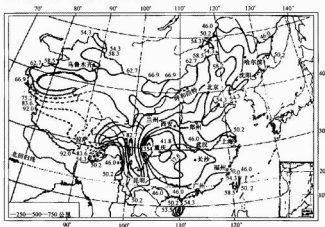


图 3.2-22 中国太阳能资源分布 (100MJ/m²)

的分布情况。该图所提供的只是我国太阳能资源分布的总体趋势。由于该工作者着眼于全国,因此对个别地区的特点可能考虑欠周,若需了解某一特定地区的详细情况,也没有必要从整理原始观测数据、选配计算公式做起,而一般可通过查阅各省气象部门有关档案找到所需的结果。

不过要指出的是,太阳能资源工作并不是一项做了一次就可一劳永逸的事。近年来的研究发现,随着空气污染的加重,各地的太阳辐射普遍呈下降趋势。而图 3.2-22 所绘制的资源分布主要依据是 20 世纪 80 年代以前的数据,因此其代表性有所降低。另外,近年来国外普遍使用气象卫星提供的资料开展太阳能资源的研究,这是今后我们应当努力的方向。

4.2.2 我国太阳能资源分区

太阳能资源分布具有明显的地域性。这种分布特点反映了太阳能资源受气候、地理等条件的制约。根据太阳能年曝辐量的大小,可将我国划分成四个太阳能资源带,如图 3.2-23 所示。四个资源带的划分指标见表 3.2-8。

表 3.2-8 四个资源带的划分指标

资源带符号	资源带名称	指标
I	资源丰富带	$\geq 6.7 \text{ GJ/m}^2$
II	资源较富带	$5.4 \sim 6.7 \text{ GJ/m}^2$
III	资源一般带	$4.2 \sim 5.4 \text{ GJ/m}^2$
IV	资源缺乏带	$< 4.2 \text{ GJ/m}^2$

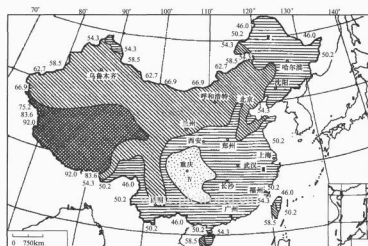


图 3.2-23 中国太阳能资源分区

第3章 太阳热发电基础

太阳辐射能虽然能量巨大,取之不尽且清洁干净,但实际利用起来,还要从技术上克服其能量密度低、间歇性和不稳定性等缺点。特别是对太阳热发电这样的中高温热利用,在太阳能的聚集传输和储存等方面仍面临着许多挑战。本章重点阐述有关太阳热发电技术的必备基础知识。

1 聚光集热

1.1 聚光基础

由于太阳距离地球非常遥远,因此太阳光是准直度极高的平行光。在太阳光所经过的路径上,平行放置的任何物质上的太阳辐射能流密度几乎相同。所以,除了将接收面置于与太阳光垂直的方位以外,要提高太阳辐射的能流密度,唯一可行的办法就是光学上的聚光法。

1.1.1 聚光分类

聚光主要采用透镜、反射镜之类的光学系统来提高光能密度。根据所使用的光学系统,聚光通常可分为反射聚光和透射聚光两种。

(1) 反射聚光。反射聚光是在垂直于太阳光线的平面上设置反射镜,使其对称轴与太阳光线平行,将平行的太阳光线反射聚焦成一定聚光比的光束,如图 3.3-1 (a) 所示。

(2) 透射聚光。透射聚光是使用透镜等折射光学系统来实现较高聚光比的聚光方式,如图 3.3-1 (b) 所示。

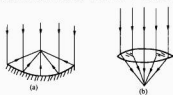


图 3.3-1 聚光方式
(a) 反射镜的聚焦; (b) 透镜的聚焦

按聚光程度的不同,聚光可分为一维聚光(线聚光)和二维聚光(点聚光);而按光学系统的构成,聚光又可分为简单聚光和非涅耳聚光。

1.1.2 聚光比

将提高光能密度的比例定义为聚光比,它是表示聚光系统性能的重要参数。聚光比有着多种定义方法。几何聚光比 X_G 可用聚器开口面积 S_i 与吸热器表面积 S_a 之比表示,即

$$X_G = \frac{S_i}{S_a} \quad (3.3-1)$$

能量聚光比 X_E 可用吸热体的平均能量密度 I_a 与入射能量密度 I_i 之比表示,即

$$X_E = \frac{I_a}{I_i} \quad (3.3-2)$$

实际应用中 X_E 比较重要。当光学系统比较理想,中途无能量损失,而且没有来自受光体的透射光时, X_E 与 X_G 一致,但实际上 X_E 应小于 X_G 。对于反射聚光系统,则有

$$X_E = \tau X_G \quad (3.3-3)$$

式中: τ 为光学系统的反射率(折射式时用透射率 t); k 为聚光效率(入射光中到达受光部的比例)。

聚光系统只能聚集由光学系统中心轴(光轴)至某个角度以内的人射光,使之到达受光部,这一角度称为容许偏角,它与聚光比密切相关。一般而言,聚光系统的聚光比越大,容许偏角越小。根据 A. Rabl 的意见,几何聚光比 X_G 与容许偏角 θ 之间存在如下关系:

一维聚光时

$$X_G \leq \frac{1}{\sin \theta} \quad (3.3-4)$$

二维聚光时

$$X_G \leq \left(\frac{1}{\sin \theta} \right)^2 \quad (3.3-5)$$

等号成立的情况称为理想聚光系统。

以槽形抛物面镜组成的一维聚光系统为例,对基本事项加以说明。图 3.3-2 所示为带有圆筒形吸热体的槽形抛物面镜聚光系统的截面图。抛物面镜的几何特性,用焦距 f 和开口宽度 b 来表示。 $b/f = D$, D 称为口径比, θ_{\max} 称为边界角,可用 D 表示为

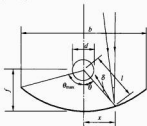


图 3.3-2 槽形抛物面镜聚光系统的截面图

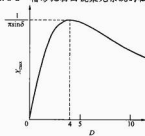


图 3.3-3 口径比 D 与最大聚光比 X_{\max} 的关系曲线

$$\theta_{\max} = \arccos \left(\frac{16 - D^2}{16 + D^2} \right) \quad (3.3-6)$$

此时的聚光比 X_G 可表示为

$$X_G = \frac{b}{\pi d}$$

若设反射光扩张角为 2δ , 则入射光反射到集热管的条件为

$$d \geq 2l \sin \delta \quad (3.3-7)$$

其中

$$l = f + \frac{x^2}{4f}$$

当开口宽度确定时,可求得最佳口径比(或边界角)。由于 l 随 x 单调递增,因此,为使全部入射光都反射到集热管光所必需的最小管径为

$$d_{\min} = 2 \left[f + \frac{1}{4f} \left(\frac{b}{2} \right)^2 \right] \sin \theta \quad (3.3-8)$$

因而,最大聚光比为

$$X_{\max} = \frac{b}{\pi d_{\min}} = \frac{1}{2\pi \sin \theta} \times \frac{1}{\frac{1}{D} + \frac{1}{16}} \quad (3.3-9)$$

若将 X_{\max} 表示成口径比 D 的函数,则如图 3.3-3 所示, $D=4$ 时, $X_{\max} = 1/(\pi \sin \theta)$ 具有最大值。此时, $\theta_{\max} = 90^\circ$ 。假如光学系统是理想的,并无跟踪误差,则 θ 等于太阳张角 θ_s , 于是有

$$X_{\max} = \frac{1}{\pi \sin 16^\circ} \approx 68.4$$

另一方面,即使多少有点漏光,集热管径 d 略有减小,从集热效率来说仍认为是有利的。设 l 平均为 \bar{l} , 则

$$\bar{l} = \frac{1}{b/2} \int_0^{b/2} l dx = f + \frac{1}{48} \times \frac{b^2}{f} \quad (3.3-10)$$

因而, \bar{l} 与 w 之比为

$$\frac{\bar{l}}{b} = \frac{1}{D} + \frac{D}{48} \quad (3.3-11)$$

如图 3.3-4 所示,当 $D=4\sqrt{3}$ 时, $\bar{l}/b=\sqrt{3}/6$ 为最小,此时 $\theta_{\max} = 120^\circ$ 。

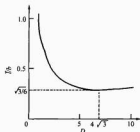


图 3.3-4 口径比 D 和 \bar{l}/b 的关系

1.1.3 一维和二维聚光系统

1.1.3.1 一维聚光系统

一维聚光系统的特征是光学系统易于制造和容易跟踪,其聚光比通常较小,介于十到数十之间。另外,因吸热部件成直线状,故适于热能输出。

一维聚光系统很少采用透镜,不过有采用菲涅尔透镜的。作为反射镜用的聚光系统,槽形抛物面镜组成的一维聚光系统最具代表性。图 3.3-5 所示为太阳热发电用而研制的聚光系统。此外,还有采用短槽状的反射镜徐徐转动各扇形进行跟踪的系统等。图 3.3-6 所示为用许多条状的反射镜构成与抛物面具有等价光学性能的设备,其焦区体积的大小和形状由板条宽度和太阳的角尺寸决定。图中 6 块条状反射



图 3.3-5 使用槽形抛物面镜的一维聚光系统

镜的反射光在吸热器上叠加,聚光比约为 6。如条状反射镜弯曲,则可达到更高的聚光比。

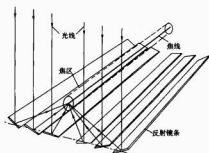


图 3.3-6 接近于抛物柱面的条形反射镜

图 3.3-7 所示为采用复合抛物面形反射镜的聚光装置,简称 CPC。

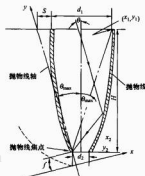


图 3.3-7 采用复合抛物面形反射镜的聚光装置剖面图

CPC 装置的特点是制成后可以沿东西方向固定设置,一天之内不用再自动跟踪太阳,而从日出直到日落全天的太阳辐射都能聚焦在沿抛物面轴线放置的集热管上。此外,由于相邻两天之内太阳高度角的变化非常微小,因此只需要在一个月之内改变一二次倾角就足够了。可以根据使用地点的地理位置(纬度)和使用季度不同,利用手动来调节其倾角。图中, d_1 为开口宽; d_2 为底宽; θ_{\max} 为最大直接辐射散发的半角,也是 CPC 的接收半角; H 为深度,其聚光比 X_G 和深度 L 有式 (3.3-12) 和式 (3.3-13) 所示的关系,即

$$X_G = \frac{d_1}{d_2} = \frac{1}{\sin \theta_{\max}} \quad (3.3-12)$$

$$H = \frac{1}{2} (d_1 + d_2) \cot \theta_{\max} \quad (3.3-13)$$

CPC 为东西设置,倾向赤道。如开口平面与水平面倾斜夹角为 β , 太阳入射与主轴夹角为 θ , 与水平面夹角为 α , 则当 $\theta = \left| \frac{\pi}{2} - \beta - \alpha \right| < \theta_{\max}$ 时, CPC 就接收到直接和散射辐射,而当 $\theta = \theta_{\max}$ 时, CPC 就只接收到等于吸收器面积的散射辐射,大于 θ_{\max} 角外的直接辐射就无法到达吸收器。实际上 CPC 的深度 H , 比理论深度小约 1/3 为好。因为稍浅些,就可以在一定的聚光比之下减少镜面积,而 θ_{\max} 则减小不多。理论深度与开口比例,根据聚光比而定,即

$$\frac{H}{d_2} = \frac{X_G}{2} \sqrt{X_G^2 - 1} \quad (3.3-14)$$

通常深度 H 取 1m 左右。标准 CPC 聚光集热器的尺寸见表 3.3-1。

聚光比	开口宽 d_1	吸收器宽 d_2	实际深度 H
3	70.4	24.2	91.2
5	45.7	9	91.2
10	30.5	3	91.2

其他型式的 CPC 如图 3.3-8 所示。它们可供太阳能采暖与空调系统或其他比平板集热器温度较高的使用温度场合用,也可在吸收器上放置太阳能电池作光电转换之用。

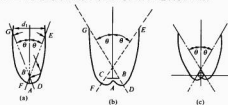


图 3.3-8 其他型式的 CPC 系统

(a) 垂直平板吸收器; (b) 水平平板吸收器;

(c) 圆柱形吸收器

1.1.3.2 二维聚光系统

二维聚光系统中点聚焦系统主要是(旋转)抛物面镜,其截面基本的几何形状如图 3.3-9 所示,标 α 的光线表示角度为 70° 的边缘反射光。对于在焦点处与光轴垂直的平面接收器,抛物面镜的最大开口度为 $4f$ 。此光学表面在光轴上形成一个点像,并提供最大可能的太阳镜像亮度,但抛物面镜总有相当的光学像差。其中,第一个是慧形像差,即使在光轴上的像是精确的,当物体轴外成像时,就会有慧形像差,从而形成一个较模糊的像;第二种是光轴上像的比例误差。此比例误差的起因如图 3.3-10 所示,所有反射镜与吸收器质距距离是可变的,太阳能光学结构都有相似的焦点。从抛物面中心区域反射的光经过较短距离即到达焦点,而从“深”抛物面镜边缘反射的光经过长得多的距离才到达焦点,结果使像的扩展较大。于是,在“深”抛物面镜上形成的太阳三维像是一个长轴指向反射镜的椭球。对于一个焦距为

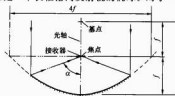


图 3.3-9 抛物面镜基本的几何形状

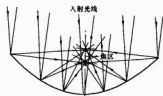


图 3.3-10 具有有限角度的光源形成聚焦椭球的示意图

0.5 的抛物面镜,其边缘反射光与光轴形成一个 $\alpha = 90^\circ$ 的角,椭球长轴与短轴之比为 $2:1$ 。事实上,该聚焦椭球的边界并不像图 3.3-10 中各条反射光交点所描绘的那样清晰。

太阳热利用及发电装置不多使用透镜,原因是标准透镜沉重且贵。而非涅尔透镜在质量和价格方面比较有利。图 3.3-11 所示为使用丙烯酸树脂制的大型非涅尔透镜的二维聚光系统,其具有如图 3.3-12 所示的断面,即使是超大型的透镜也可做得很薄。

图 3.3-11 使用非涅尔透镜的二维聚光系统

非涅尔透镜的原理如图 3.3-13

所示,一个透镜可以分为若干区段,区段间距可以从十分之几毫米到几厘米。每个开口区段内,透镜表面的倾斜度使它能把折射光线到和焦距相同的标准球面透镜同样的角度。通常,这些刻面是平的,但表面倾斜,因为曲率对成像大小的影响可忽略不计。如果透镜的刻面是开口半径的较大部分,并且大于所要求的焦距尺寸,那么这些刻面就必须有曲率了。刻面的倾角是开口区域 h 和焦距 f 的函数,对于具有折射系数 n 的透镜材料,此倾角的方程由两个超越方程所决定,即



图 3.3-12 菲涅尔透镜

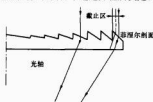


图 3.3-13 大开口比的“深”菲涅尔透镜略图

菲涅尔透镜略图

注意,由于相邻刻面的遮蔽,并非透镜的整个开口都影响像的亮度。斜的反射镜也受遮蔽区域的影响,这一点,只要把这些斜面想象为其顶部表面是反射性的,便可知道。

$$\sin r_1 = \frac{1}{n} \sin \phi$$

$$\sin \alpha = n \sin(\alpha - r_1) \quad (3.3-15)$$

$$\tan \alpha = \frac{h}{f} \quad (3.3-16)$$

式中: ϕ 为透镜斜面倾角; α 为聚点收角。

非涅尔透镜可用玻璃或塑料制成。玻璃的较耐用,但造价高,因为当必须保持斜面的形状和光洁度时,用来压制玻

璃的耐高温模具的寿命就短;塑料透镜则较经济,模具可持续压制许多透镜,故主要费用是模具的制造和抛光。塑料非涅尔透镜的斜槽形状可以制造得很精确,具有锐角,这对于较好地聚光是必要的。因为非涅尔透镜有很多斜面,斜面的顶角和底角稍有圆弧都将导致聚光效率降低到同样折射率材料的标准透镜的80%~90%。精密的塑料非涅尔透镜,并对太阳跟踪,也可以获得超过2000的高聚光比。

1.1.4 聚光和跟踪

聚光系统必须始终使光轴指向太阳方向,即跟踪太阳。所要求的跟踪精度取决于聚光系统的容许偏角。聚光比越高,跟踪精度要求越高。

跟踪方式可分为程序控制式和传感器式两种。前者是一种以预定速度转动光学系统的方式,适用于能以等速跟踪的情况,其缺点是有累积误差;后者则是一种光学驱动方式,它能检测并消除太阳方向和光学系统光轴之间的偏差,该方式对非等速跟踪也没有问题,但其缺点是在云多的情况下工作不稳定。因此,新的研究成果是考虑将两者结合起来。

二维聚光系统必须使入射光和光轴在三个方向上一致。所以,系统一般都要采用双轴跟踪。若将一轴平行于地球自转轴来设置,则其他轴可做成半固定式。这样的设置称之为赤道仪式。

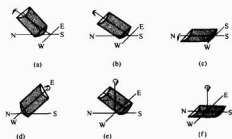
对于一维聚光系统,只要入射方向位于含有光轴和焦线的平面之内即可,因而使用单轴跟踪就可以。但在倾斜入射时,单位面积的入射量要减少。表3.3-2给出了不同配置的一维聚光跟踪方式的跟踪角(以正午时为0的旋转角)和入射角(光轴与入射方向的交角)。图3.3-14所示为各种配置的示意图,除此之外还有其他多种配置方式。

表 3.3-2 一维聚光系统各种跟踪方式的跟踪角和入射角

序号	方式	跟踪角度	入射角度
1	赤道仪式	α	0
2	南北地轴式	α	β
3	南北水平式	$\arccos(\cos\alpha\cos\beta + \sin\alpha\cos\alpha\sin\beta)$	$\arcsin(\cos\alpha\sin\beta - \sin\alpha\cos\alpha\cos\beta)$
4	东西水平式	$\arctan(\sec\alpha\sin\beta)$	$\arcsin(\sin\alpha\cos\beta)$
5	转盘南北地轴式	$\arccos(\sin\alpha\cos\beta - \cos\alpha\cos\alpha\cos\beta)$	$\arccos(\sin\alpha\sin\beta + \cos\alpha\cos\alpha\cos\beta) - \varphi$
6	转盘南北水平式	$\arccos(\sin\alpha\cos\beta - \cos\alpha\cos\alpha\cos\beta)$	$\arccos(\sin\alpha\sin\beta + \cos\alpha\cos\alpha\cos\beta)$

1.2 集热理论

在太阳辐射能的直接利用中,光-热转换相对于光-电转换和光-化学转换来说,在理论和技术上都比较成熟。太阳热发电是以热能的形式来利用太阳能,因此首先必须将光能转换成热能。由聚光系统聚集的太阳能为吸热体所吸收并转换为热能,通过热介质取出热能而不使之外逸,就是吸热部分(集热器)的任务。图3.3-15所示为典型的一维聚光集热器的吸热部分截面图。这种吸热部分是由配置在槽形抛物面镜焦线上的集热管和覆盖其外部的透明罩管所组成的。吸收的热量传给在吸热管内流动的热介质,并由它取出。在吸热管和外罩之间,为防止对流、传导引起的热损失,往往抽成真空。



3.3-14 一维聚光系统的各种跟踪方式

(a) 赤道仪式; (b) 南北地轴型; (c) 南北水平型; (d) 东西水平型; (e) 转盘南北地轴型; (f) 转盘南北水平型

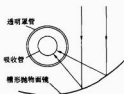


图 3.3-15 典型的一维聚光集热器的吸热部分截面图

1.2.1 集热基础

1.2.1.1 热平衡状态下集热特性

热平衡状态下吸热体的能量平衡方程式为

$$S_0 \eta_p I_i = Q + S_0 U (T_a - T_0) \quad (3.3-17)$$

式中, η_p 为光学效率; Q 为取出能量; U 为总热损失系数; T_a 为吸热体平均温度; T_0 为等效环境温度。图3.3-15中的吸热部分, 若不考虑对流、传导引起的热损失而只考虑辐射热损失, 则有

$$U(T_a - T_0) = e\sigma(T_a^4 - T_0^4)$$

式中, e 为吸热体的辐射率; σ 为斯蒂芬-玻耳兹曼常数, $5.6 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2$ 。

于是取出能量为

$$Q = S_0 \eta_p I_i - S_0 e\sigma(T_a^4 - T_0^4) \quad (3.3-18)$$

1.2.1.2 聚光比和最高可达到的温度

对于没有损失的光学系统 ($\eta_p = 1$) 和黑体吸热体 ($e = 1$), 聚光比和最高可达到的温度 ($Q = 0$ 时的温度) $T_{a,\max}$ 之间的关系式为

$$T_{a,\max} = \left(\frac{X_G}{\sigma} I_i + T_0^4 \right)^{1/4} \quad (3.3-19)$$

若以大气层外人射能量密度 $I_i = 1.353 \text{ kW/m}^2$, $T_0 = 0 \text{ K}$, 求出的 $T_{a,\max}$ 与聚光比 X_G 的关系如图3.3-16所示。由图可知, 若聚光比增大, 最高可达到的温度则上升。当二维聚光的理想聚光系统最大聚光比 $(1/\sin^2 \theta)^2 = 46200$ 时, $T_{a,\max} = 5762 \text{ K}$, 显然这与太阳的有效温度相当。实际上, 因有光学系统损失和入射能量密度减少等, 这个温度不可能达到。

1.2.1.3 集热温度和集热效率

定义取出能量与入射能量之比为集热效率 η 。在接近实际的条件下, 集热温度和集热效率的关系式可表示为

$$\eta = \frac{Q}{S_0 I_i} = \eta_p - \frac{e}{X_G} \times \frac{\sigma(T_a^4 - T_0^4)}{I_i} \quad (3.3-20)$$

式(3.3-20)右边的第一项表示光学效率, 第二项表示热损

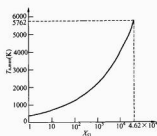


图 3.3-16 聚光比 X_G 和最高可达到
的温度 $T_{e,max}$ 的关系

失。 η_{eq} 可表示成罩的太阳光透过率 τ 和吸热体的太阳光吸收率 α 的关系式, 即

$$\eta_{eq} = \tau k \alpha$$

式中, k 通常随着 X_G 的增大而减小, 这里假定 $\eta_{eq} = 0.7$, 并与 X_G 无关。设 $I_1 = 1.0 \text{ kW/m}^2$, $T_0 = 15^\circ\text{C}$, 并以 e/X_G 为参数来求得 T_s 和 η 的关系, 如图 3.3-17 所示。由图可知, 在 $T_s = 300^\circ\text{C}$ 时, 要得到 50% 的集热效率, 就必须取 e/X_G 为 1/100。

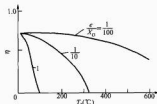


图 3.3-17 集热温度 T_s 和
集热效率 η 的关系

如前所述, 当采用槽形抛物面镜和圆管形吸热体时, X_G 的最大值为 68.4 (实际上达不到)。为此, 要在高温下得到高的集热效率就必须减小 e , 这是所以采用选择性吸收面的原因。

1.2.1.4 高温高效的集热技术

(1) 选择性吸收面。地面上的太阳光谱 (大气质量 $AM=2$) 和 400~800K 的黑体辐射光谱见图 3.3-18。由图可见, 两者以不同的波长范围分布着。所以, 如能具有图 3.3-19 中以实线表示的分光吸收率 (等于分光辐射率), 则可提高太阳光的吸收率, 降低红外辐射率 e 。具有该分光特性的吸收面称为选择性吸收面。截止波长 λ_c 和太阳光吸收率 α 以及红外辐射率 e 的关系曲线见图 3.3-20。图中 λ_c 的最佳值依使用温度不同而变。在 600K 以下, 若 $\lambda_c = 2.5 \mu\text{m}$, 则大体上 $\alpha=1$, $e=0$ 。图 3.3-19 的实线表示理想的特性。实际上应该是虚线表示的特性。

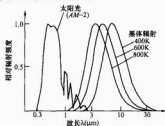


图 3.3-18 太阳光和黑体辐射的光谱

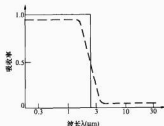


图 3.3-19 选择性吸收面的分光特性

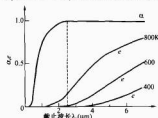


图 3.3-20 截止波长 λ_c 和太阳光吸收率
 α 以及红外辐射率 e 的关系

选择性吸收面是在太阳吸收面的基料上施加一层具有选择性吸收性的物质而形成的。这一薄层通常称为选择性吸收膜 (涂层)。选择性吸收膜种类繁多, 大体上可分成如下几种:

- 1) 在低辐射率基板上形成并利用光学干涉原理的金属及电解质多层薄膜 (如 Al_2O_3 、 Mo 、 Al_2O_3 、 Mo 等)。
- 2) 在低辐射率基板上涂层能使可见光区吸收率大而红外区呈透明状 (如 SiO_2 、 Ge 、 Ag 、黑镍、黑铬等黑色金属)。
- 3) 在表面上形成可见光波那样大小凹凸的物质 (如钨的枝状结晶等)。此外, 还有根据这些效应的复合作用而研制的选择吸收膜。良好的选择吸收特性和高温稳定性兼备的选择性吸膜的研制, 至今仍在进行之中。图 3.3-21 所示为黑镍选择性吸收膜的分光特性。表 3.3-3 给出了常见的各种选择性吸收膜的性能。

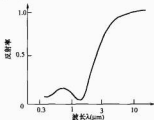


图 3.3-21 黑镍选择性吸收膜的分光特性

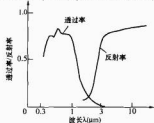


图 3.3-22 氧化镍选择性透过膜的分光特性

表 3.3-3

各种选择性吸收膜的性能

覆 层	结 构	基 材	形成方法	吸收率 α	辐射率 ϵ (%)	破坏温度 (°C)	耐久性
氧化铜黑	Cu ₂ O ₂	Cu	化成处理	0.91	0.16 (<100)	200	由于潮湿 铜变绿
氧化铜黑	Cu ₂ O ₂	Al	化成处理	0.93	0.11 (80)	200	
氧化铁黑	Fe ₂ O ₃	Fe	化成处理	0.90	0.07 (90)		
锌黑		Zn	电镀+化 成处理	0.9	0.1		
钴黑	Co ₂ O ₃	Co	电镀+化 成处理	0.9	0.27 (140)		
镍黑(2层)	NiS-ZnS	Ni	电镀	0.96	0.07 (100)	280	抗湿性能
铬黑	Cr/Cr ₂ O ₃	Ni	电镀	0.96	0.10(100) 0.2(350)	450	良好
电解着色膜	Ni, Co 等/Al ₂ O ₃	Al	电解着色	0.95	0.09 (100)		
AMA 涂层	Al ₂ O ₃ -MoO ₃ -Al ₂ O ₃	Mo	真空蒸镀	0.95	0.4 (350)	900	
OCL 多层膜			真空蒸镀	0.94	0.13(122) 0.16(305)		
金黑	Au+WO ₃	Cu	真空蒸镀	0.88	0.10 (400)		
P ₂ S ₅ 蒸镀膜	P ₂ S ₅	Al	真空蒸镀	0.98	0.3 (300)		
等离子镀膜	WC+Co		等离子镀膜	0.95	0.4 (600)		
LBM 化学蒸镀膜	W		化学蒸镀	0.98	0.28 (550)		
选择性涂料 (2.5μm)	P ₂ S ₅ -硅树脂	Al	涂覆	0.9	0.4		
选择性涂料 (2.5μm)	CdTe-聚丙烯	Al	涂覆	0.85	0.65		
Ti 金属间 化合物表面	Al-Ni	Fe	压接+ 热处理	0.95	0.2		
陶瓷、搪瓷			搪瓷	0.9	0.5		1800
SiO ₂ 涂覆在 Si 上	SiO ₂ -Si	Al	真空蒸镀	0.65	0.12 (40)		
黑涂料			涂覆	0.95~0.98	0.89~0.97		1000

(2) 选择性透膜。如果根据与选择性吸收面相同的原理,在覆盖吸热体透明罩的内表面涂上一层对太阳光透明而对红外辐射反射率大的薄膜则可减少辐射损失。具有这种特性的薄膜称为选择性透膜。选择性透膜与选择性吸收膜相比,其差别在于不会被直接加热到高温。一般,透明导电体的物质都具有选择性透膜的特性。图 3.3-22 所示为用氧化铟制成的选择性透膜的分光特性。

1.2.1.5 太阳辐射的吸收、反射和透射

当太阳辐射投射到某一物体上时,部分辐射能量被吸收,部分辐射能量被反射,其余的辐射能量则透过物体。根据能量守恒定律,有

$$\alpha + \beta + \tau = 1 \quad (3.3-21)$$

式中: α 为太阳吸收率; β 为太阳反射率; τ 为太阳透射率。

如果物体不透明,则不能透过太阳辐射,此时式(3.3-21)变为

$$\alpha + \beta = 1$$

聚光集热系统中,往往采用反射聚光。对于物体的反射表面,一般可分如下 4 种类型:

(1) 镜反射表面。物体表面非常平整光洁,对投射来的

太阳辐射的反射性能如同镜面,符合光学反射定律,反射角等于入射角,这种反射称为镜反射。

(2) 漫反射表面。物体表面非常均匀,对投射来的太阳辐射无差别地向所有方向反射,这种反射称为漫反射。

(3) 镜-漫反射表面。固体表面以镜反射为主,同时还有部分漫反射。

(4) 混合型反射表面。固体表面既有镜反射,又有漫反射的反射表面。

地表面可认为是第(4)类型的反射表面。表 3.3-4 给出了不同性质地表的表面反射率。

表 3.3-4 不同性质地表的表面反射率 ρ

地表状态	地面反射率(%)	地表状态	地面反射率(%)
沙漠	24~28	湿砂地	9
干燥地	10~20	干草地	15~25
湿草地	8~9	湿草地	14~26
干黑地	14	新雪	81
湿黑地	8	残雪	46~70
干砂地	18	冰面	69

1.2.2 太阳热发电中的传热学基础

物体之间或者物体内部因存在温度差异而引起的热量传递过程称为传热。传热学是专门研究热量传递过程及其规律的科学。在太阳热利用及发电系统的部件设计分析中都会涉及热能传递的三种基本方式。

1.2.2.1 热传导

热传导简称导热,是指物体质点之间直接接触,并没有相对位移而发生的能量传递现象,它依靠物质分子、原子及自由电子等微观粒子的热运动而进行热传递。所以导热可以发生在固体、液体和气体中。由于地球引力的作用,单纯的导热只发生在密实的固体物质中。因为,在液体和气体中发生导热时,由于温度差造成内部的密度差,将同时出现对流现象,难以保持单纯的导热。

当物体中存在温差时,热能将自动地由高温处向低温处传递。根据傅里叶(Fourier)热传导定律,物体中的热传导速率与温度梯度及热流通过的截面积成正比,即

$$q_k = -\lambda A \frac{dT}{dx} \quad (3.3-22)$$

式中: q_k 为热传导速率, W; λ 为热导率, W/(m·K); A 为截面积, m²; T 为温度, K; x 为沿热流方向的长度, m。

在热流方向上,由于随着距离 x 的增加,温度总是下降,因此这使得温度梯度为负值。表 3.3-5 给出了几种常用材料的热导率值。

表 3.3-5 常用材料的热导率 λ 值

材料名称	λ [W/(m·K)]	材料名称	λ [W/(m·K)]
纯铜	387	混凝土	1.84
纯铝	237	平板玻璃	0.76
硬铝	177	玻璃砖	0.50
铸铝	168	聚四氟乙烯	0.29
黄铜	109	玻璃棉	0.054
碳钢	54	岩棉	0.035 5
镍铬钢	16.3	聚苯乙烯	0.027

这里,引入导热热阻,记为 R ,则有

$$R = \frac{\delta}{\lambda}$$

式中: δ 为固体平壁厚度。

利用热阻概念来分析传热问题,是传热学经常应用的方法。图 3.3-23 所示为一个由三层不同材料组成的多层平壁,该壁面积很大,每层厚度分别为 δ_1 、 δ_2 、 δ_3 ; 热导率为 λ_1 、 λ_2 、 λ_3 。

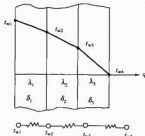


图 3.3-23 多层平壁导热示意图

已知内外表面的温度分别为 t_{w1} 和 t_{w4} , 且 $t_{w1} > t_{w4}$; 若层与层之间接触良好, 则相邻两层接触面的温度相等, 第一层与第二层接触导热的情况下, 通过每一层的热传导速率应是相等的。根据式 (3.3-22) 可分别写出各层热传导速率的

计算式为

$$\left. \begin{aligned} q &= \lambda_1 \frac{t_{w1} - t_{w2}}{\delta_1} \\ q &= \lambda_2 \frac{t_{w2} - t_{w3}}{\delta_2} \\ q &= \lambda_3 \frac{t_{w3} - t_{w4}}{\delta_3} \end{aligned} \right\} \quad (3.3-23)$$

经过整理, 式 (3.3-23) 叠加可得到

$$q = \frac{t_{w1} - t_{w4}}{\frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3}}$$

利用热阻定义, 等式可改写成

$$q = \frac{t_{w1} - t_{w4}}{R_1 + R_2 + R_3}$$

$$R_1 = \frac{\delta_1}{\lambda_1}$$

$$R_2 = \frac{\delta_2}{\lambda_2}$$

$$R_3 = \frac{\delta_3}{\lambda_3}$$

$$R = R_1 + R_2 + R_3$$

式中: R_1 为第一层导热热阻; R_2 为第二层导热热阻; R_3 为第三层导热热阻; R 为三层平壁的总热阻。

由此类推, 对于由 n 层不同材料组成的多层平壁, 利用热阻叠加原理可直接写出

$$q = \frac{t_{w1} - t_{wn+1}}{\sum_{i=1}^n R_i} = \frac{\Delta t}{R} \quad (3.3-24)$$

1.2.2.2 对流传热

对流传热只能在流体(液体和气体)中发生, 当流体的微团在空间改变自身的位置时, 它们起着载热体的作用, 从而实现热能的传递。

对流传热可分为自然对流传热和强迫对流传热两类。前者是指由流体中因密度不同而产生浮升力所引起的换热现象; 后者是指流体在外力作用下流体与所接触的温度不同的壁面所发生的换热现象。对流传热过程总是伴随着质点与质点直接接触的热传导过程。

无论是自然对流传热还是强迫对流传热, 流体的流动状态和物理性质对于对流传热的传热速率都起着非常重要的作用。根据牛顿冷却定律, 对流传热的传热速率与物体表面与流体的温度差以及流体接触的面积成正比, 即

$$q_c = h_c A (T_s - T_f) \quad (3.3-25)$$

式中: q_c 为对流传热速率, W; h_c 为对流传热系数, W/(m²·K); A 为与流体接触的面积, m²; T_s 为表面温度, K; T_f 为流体温度, K。

表 3.3-6 给出了几种工作流体在不同换热方式下对流传热系数的量级及近似值。

表 3.3-6 对流传热系数 h_c 的量级及近似值

工作流体及换热方式	h_c [W/(m ² ·K)]
空气, 自然对流	6~30
过热蒸汽或空气, 强迫对流	30~300
油, 强迫对流	60~1800
水, 强迫对流	300~6000
水, 沸腾	3000~60 000
蒸汽、凝结	6000~120 000

对流换热与流体流动密切相关。一般地说,流动可分为层流和湍流。有规则而不互换的流体流动称为层流,流体块混乱的流体流动称为湍流。当与流体接触的物体和流体间有换热现象存在时,层流层内流体的特性较为重要,是层流还是湍流,对于传热影响很大。因此,用以掌握热能和流体现象的基本方程,即连续方程(质量守恒定律)、动量方程(动量守恒方程)以及能量方程(能量守恒方程)这3个方程,是用物理学阐明传热学机理的有效手段。也即,对于物性常数不变的流体,在直角坐标系中分别有

$$\text{连续方程} \quad \frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \quad (3.3-26)$$

$$\text{动量方程} \quad \frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \times \frac{\partial p}{\partial x_i} + \nu \times \frac{\partial}{\partial x_j} \times \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + f_i \quad (3.3-27)$$

$$\text{能量方程} \quad \rho c \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u_j \frac{\partial T}{\partial x_j} \right) = \lambda \frac{\partial}{\partial x_i} \times \frac{\partial T}{\partial x_i} \quad (3.3-28)$$

式中: u_i 为速度; p 为压力; T 为温度; ρ 、 c 分别为流体的密度和比热容; ν 为运动黏度; f_i 为体积力。

式(3.3-27)也称为 Navier-Stokes 方程,当 f_i 与 T 无关时,表示速度场的式(3.3-27)和表示温度场的式(3.3-28)相互独立,即其本身就是一个闭合方程。所以根据式(3.3-26)和式(3.3-27)求出速度场,然后将所得的解代入式(3.3-28),则可确定温度场。另一方面,在考虑 f_i 与 T 有关浮力的影响,即 $\rho g \beta (T - T_0)$ 的项时,由于式(3.3-27)和式(3.3-28)互为从属关系,因此不能分别处理。

通过对这些基本方程在层流区的严密解,或是使用计算机而进行的数值计算,复杂的层流区对流换热可以得到阐明。表 3.3-7 给出了对于掌握对流换热规律很重要的典型无量纲量。

表 3.3-7 典型的无量纲量

无量纲量	定义	备注
传质努塞尔(Nusselt)数	$Nu = h_l/\lambda$	l —特征长度 λ —流体的热导率
雷诺(Reynolds)数	$Re = u/\nu$	u —特征速度 ν —运动黏度
传质格拉晓夫(Grashof)数	$Gr = l^2 g \beta \Delta T/\nu$	g —重力加速度 β —体膨胀系数
普朗特(Prandtl)数	$Pr = \nu/\alpha$	α —导热系数
瑞利(Rayleigh)数	$Ra = Gr \cdot Pr$	
舍伍德(Sherwood)数	$Sh = h_D l/D$	h_D —传质系数
施密特(Schmidt)数	$Sc = \nu/\alpha$	D —扩散系数

类似于导热热阻,定义对流热阻为

$$R_c = \frac{1}{h_c A}$$

于是牛顿公式(3.3-24)变成

$$q_c = \frac{T_s - T_f}{R_c} \quad (3.3-29)$$

热流体通过平板或管壁传给冷流体的热流,可利用导热热阻和对流热阻,通过网络法计算。图 3.3-24 所示为热流

由室内通过墙壁传至室外的热网络图。图中 t_1 、 t_0 分别为室内、外温度, h_{c1} 及 h_{c0} 为相应的内外壁的对流传热系数。室内热流对流从外侧传至室外空气。根据热网络图可写出对流传热速率为

$$q_c = \frac{t_1 - t_0}{R_1 + R_2 + R_3}$$

其中

$$R_1 = \frac{1}{h_{c0} A}$$

$$R_2 = L/\lambda A$$

$$R_3 = \frac{1}{h_{c1} A}$$

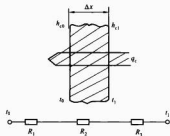


图 3.3-24 通过墙壁内传热及相应的热网络图

1.2.2.3 辐射传热

辐射传热的过程是,物体的部分热能转变成电磁波辐射能向外发射,当电磁波碰到其他物体时,又部分地被吸收而重新转变成热能。

所有的物体只要其温度高于绝对零度,就可以发出电磁波。同时,所有物体也吸收来自外界的辐射能。与传导和对流不同,电磁波的传递即使在真空中也可以进行,到达地球的太阳辐射能就是如此投射的。物体温度越高,发射的电磁波波长越短。一般热辐射波长介于 $0.3 \sim 50 \mu\text{m}$ 。在这一波长范围内有紫外、可见和红外三个波段。其中,波长在 $0.4 \mu\text{m}$ 以下为紫外波段,介于 $0.4 \sim 0.7 \mu\text{m}$ 为可见波段, $0.7 \mu\text{m}$ 以上为红外波段。热辐射的绝大部分集中在红外波段。

根据斯蒂芬-玻耳兹曼(Stefan-Boltzmann)定律,物体的辐射功率跟物体温度的 4 次方及物体的表面积成比例,即

$$P_R = \epsilon \sigma A T^4 \quad (3.3-30)$$

式中: P_R 为辐射功率, W ; σ 为斯蒂芬-玻耳兹曼常数, $5.669 \times 10^{-8} W/(m^2 \cdot K^4)$; ϵ 为发射率; A 为表面积, m^2 ; T 为表面温度, K 。

发射率是物体发射的辐射功率与相同温度下黑体发射的辐射功率的比值。发射率有法向发射率和半球向发射率之分。在工程应用中,通常可用法向发射率近似代替半球向发射率。表 3.3-8 给出了部分常用材料表面的法向发射率 ϵ 。

表 3.3-8 常用材料表面的法向发射率 ϵ

材料名称	表面状态	ϵ
金	高度抛光的纯金	0.02
铜	高度抛光的电解铜	0.02
	轻微抛光	0.12
	氧化亚黑	0.76
铝	高度抛光的纯铝	0.04
	工业用铝板	0.09
	严重氧化	0.20~0.31

续表		
材料名称	表面状态	ϵ
铜	抛光	0.07
	轧制	0.65
	严重氧化	0.80
各种油漆		0.90~0.96
平板玻璃		0.94
硬质橡胶		0.94
碳	灯罩	0.95~0.97

图 3.3-25 所示为两块无限平行板之间的辐射传热。

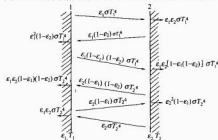


图 3.3-25 两块无限平行板之间的辐射传热

物体 2 通过 $\epsilon\sigma T_1^4$ 这里的辐射, 由物体 1 吸收 $\epsilon_1\epsilon_2\sigma T_1^4$ 的热能, 反射 $\epsilon_1(1-\epsilon_2)\sigma T_1^4$ 的热能。反射的热重新返回物体 1, 物体 1 又吸收 $\epsilon_1^2(1-\epsilon_2)\sigma T_1^4$, 反射 $\epsilon_1(1-\epsilon_1)(1-\epsilon_2)\sigma T_1^4$ 。这样的过程在两块平板间反复无穷。物体 2 的辐射也存在同样的过程。根据这些过程计算由物体 1 传给物体 2 的热量 Q_{12} , 则有

$$Q_{12} = A\sigma(T_1^4 - T_2^4)[\epsilon_1\epsilon_2 + \epsilon_1\epsilon_2(1-\epsilon_1)(1-\epsilon_2) + \epsilon_1\epsilon_2(1-\epsilon_1)^2(1-\epsilon_2)^2 + \dots]$$

式中: A 为传热面积。

上式右边括号内是初项为 $\epsilon_1\epsilon_2$, 公比为 $(1-\epsilon_1)(1-\epsilon_2)$ 的无穷级数, 因此, 最后可表达为

$$Q_{12} = \frac{A\epsilon_1\epsilon_2(T_1^4 - T_2^4)}{1 - (1-\epsilon_1)(1-\epsilon_2)} = \frac{A\sigma(T_1^4 - T_2^4)}{\frac{1}{\epsilon_1} + \frac{1}{\epsilon_2} - 1} \quad (3.3-31)$$

对于两个同心圆柱体或同心球而言, 若内部的圆柱体或球体用 1 表示, 则由物体 1 传给外部物体 2 的热量 Q_{12} 可按式 (3.3-31) 求出, 即

$$Q_{12} = \frac{A_1\sigma(T_1^4 - T_2^4)}{\frac{1}{\epsilon_1} + \frac{A_2}{A_1}\left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1\right)} \quad (3.3-32)$$

若设物体的温度为 500K, 则物体的吸收率 α 具有如图 3.3-26 所示的波长特性。相对于图中表示的太阳辐射能, 吸收率则比较高, 所以能够有效地吸收太阳能。另一方面, 因辐射率低, 故该物体射出的能量少, 结果该物体就吸收了

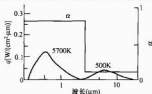


图 3.3-26 选择性吸收面的特性

大多数的能量, 该特性称为双波段带域模型, 它用于许多太阳辐射的传热过程中。

1.3 聚光集热器及材料

集热器是太阳热利用及发电系统中的首要部件, 有聚光型和非聚光型之分。在太阳热发电系统中, 多采用聚光集热器。只有在低温太阳热发电系统中, 如低沸点工质热力循环等, 才会选用集热性能较好的平板集热器或真空管集热器。集热器的用途不同, 其集热温度也不相同。而集热温度不同, 使得成本和耐久性也大不一样。所以, 必须根据用途选择适当的集热器类型及其组成的部件。

另外, 集热器的耐久性必须根据各个组成部件中所用材料的机械性能、耐腐蚀性、耐候性、耐水性、耐热性等全面加以考虑。关于集热器常用的金属材料、玻璃、塑料以及绝热材料等, 其性能有着相当丰富的资料可查找, 然而作为集热器实际使用中有关耐久性性能还值得探究和了解。

1.3.1 聚光集热器

依聚光系统类型而异, 聚光集热器也有以下几种主要类型:

- (1) 复合抛物面聚光集热器。
- (2) 线聚光集热器, 以槽形抛物面聚光集热器为代表。
- (3) 固定的多条槽形反射镜聚光集热器装置和固定的半球面反射聚光集热器。
- (4) 点聚光集热器, 即碟式抛物面聚光集热器。
- (5) 菲涅尔透镜或反射镜聚光集热器。
- (6) 塔式聚光集热器装置。

图 3.3-27 所示为几种集热器的聚光方式, 表 3.3-9 则给出了各种集热器的聚光比区间和工作温度范围。

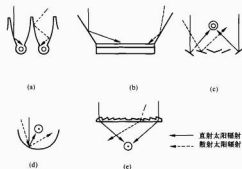


图 3.3-27 几种集热器的聚光方式

- (a) 温斯顿反射镜; (b) 大型; (c) 菲涅尔反射镜;
(d) 抛物面镜; (e) 菲涅尔透镜

表 3.3-9 各种集热器的聚光比和工作温度

集热器类型	聚光比	工作温度(℃)
平板集热器及附加平面反射镜	1~1.5	<100
复合抛物面聚光集热器	1.5~10	100~250
菲涅尔透镜线聚光集热器	1.5~5	100~150
菲涅尔透镜点聚光集热器	100~1000	300~1000
槽式抛物面聚光集热器	15~50	200~300
碟式抛物面聚光集热器	300~3000	500~2000
塔式聚光集热器装置	1000~3000	500~2000

图 3.3-28 所示为塔式聚光集热器装置的中心接收器、定日镜阵列配置示意图。中心接收器中, 为避免把工质输送到中心位置而造成造价增高和热量损失, 一般采用阳光本身作为传输

介质。为此就需要有一片可设置许多反射镜的场地,而这些大型反射镜统称为定日镜。每台定日镜都带自动跟踪装置,可准确地太阳光反射至中心接收器,其聚光比可超过 1000。

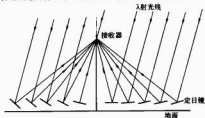


图 3.3-28 中心接收器、定日镜配置示意图

安放在同一水平面的定日镜比较稀疏,并非完全充满镜场,这种稀疏的程度称为充满率。充满率为 40% 的中心接收器即指镜场面积的 40% 被反射镜所覆盖。对于每台定日镜的使用效率而言,选用恰当的充满率很重要。如场地全被反射镜占满,则当太阳偏离天顶时,每个反射镜就会部分遮蔽相邻的反射镜。图 3.3-29 所示为 3 种充满率的情况。图

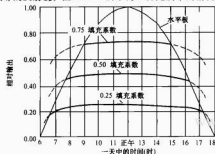


图 3.3-29 中心接收器、定日镜的日输出作为充满率函数的曲线示意

中每条曲线近似于全跟踪集热器的曲线,但在某一角度时被截断。在此角度,反射镜场好象充满整个场地表面。稀疏的定日镜系统,其主要优点是昼间的输出平稳,与全跟踪系统一样,具有较好的系统动态特性。

与中心接收器相关的另一个基本问题是定日镜需两个坐标上具有非线性驱动速率,才能满足反射后的像点保持在固定接收器上的要求。同时,定日镜必须足够坚固,能经受暴风雨的袭击,同时还要造价足够便宜等。

1.3.2 集热器材料

1.3.2.1 透射体

透射体一般作为集热体的正面护罩使用,具有下述作用:①防尘、防雨等;②形成的空气层有绝热作用;③透射太阳光,遮断集热体表面的热辐射。为此,要求透射体具备下述机械和光学特性:

(1) 机械特性。

1) 强度和耐冲击性。对小石子、冰雹等的冲击,台风时的风压,以及积雪负载具有一定的强度。

2) 熔点和软化点。不仅对正常运行所产生的温升,而且对灼晒等异常升温都不应熔化、老化。

3) 膨胀系数。用玻璃作透射体时,热应变有引起破损的危险,必须采用钢化玻璃等措施,同时要防止反复膨胀和收缩而产生间隙。

(2) 光学特性。

1) 太阳光透过率。初期透过率要大,随时间的变化透过率下降要小。可考虑在其表面施加防反射膜,以提高透过率。

2) 对红外线辐射的非透射性。为减少集热体正面辐射而产生的热损失,要求集热体表面具有非透射性,即选择透射性。

透射体材料通常采用玻璃、钢化玻璃和有关塑料。表 3.3-10 给出了塑料薄膜和玻璃的特性。

表 3.3-10

塑料薄膜和玻璃的特性

特性参数	普通平板玻璃	钢化玻璃	氟树脂薄膜		聚酯树脂薄膜	聚碳酸酯薄膜
			聚氟乙烯	四氟乙烯		
厚度(mm)(规格尺寸)	3 (1.9, 3, 5, 6)	5 (6, 8, 10)	0.1	0.05	0.025	1.0
相对密度	2.51	2.51	1.38	1.73~1.75	1.38	1.2 *
连续使用可能温度(°C)	(720~730)	(720~730)	150	180	150	121
热导率[kcal/(cm·h·K)]	0.68	0.68	0.11	0.22	0.14	0.17
可见光透过率(%)	87	87	92~94	90	85	89
热膨胀系数(10 ⁻⁵ /K)	1	1	12	10	5	6.6
拉伸强度(MPa)	(35~85)④	(约 150)④	133(25°C)	42~51	175	60~70
燃烧性	不燃	不燃	不燃	不燃	能自行灭火	能自行灭火
耐候性	非常良好	非常良好	非常良好	非常良好	良好	良好
备注			商品实例 蒂博拉 (杜邦公司产)		商品实例⑤ 帝拉(杜邦公司产)	商品实例 莱基集(通用电气公司产)

① 厚度尺寸的一个例子。

② 因使用条件依各个制品不同而异,故为参考值。另外,括号内的数值为软化温度。

③ 1cal=4.1868J。

④ 括号内的数值为弯曲强度。

⑤ 大都使用以玻璃纤维为基材材料的不饱和聚酯树脂。

为提高透射体的性能,往往采用选择性吸收膜,它能让波长为0.3~2.5 μm 的太阳光完全通过,而对2.5 μm 以上的红外辐射完全反射。得到选择性透过膜的方法,是通过镀膜、真空蒸镀等在塑料薄膜或玻璃上形成 In_2O_3 或 SnO_2 等半导体膜、多层干涉金膜等。另外,板厚3mm的普通玻璃对太阳光的反射率为8%,吸收率为5%,透过率为87%。使用防反射玻璃,由于其表面经过化学处理,反射率下降,因此透过率可提高至95%。表3.3-11给出了平板玻璃的耐风压强度。

表 3.3-11 平板玻璃的耐风压强度

离地高 (m)	层数	风压 (kg/m^2)	普通玻璃			钢化玻璃 厚 5.0mm
			厚 1.9mm	厚 3.0mm	厚 5.0mm	
2	1	96	0.93 (0.74)	1.75	3.75 (2.23)	13.7 (2.4)
5	2	106	0.84 (0.74)	1.57	3.36 (2.23)	9.5 (2.4)
8	3	136	0.66	1.24	2.65 (2.23)	7.4 (2.4)
11	4	159	0.56	1.06	2.26 (2.23)	6.4 (2.4)
14	5	180	0.50	0.94	2.00	5.6 (2.4)

注 1. 风压的计算根据建筑标准法。

2. 此表是根据窗框上镶嵌平板玻璃时的,平板玻璃的耐风压强度求出的。

3. 耐风压强度依窗框和填充剂或使用条件的不同变化很大。

4. 括号内的数值是市场出售玻璃的最大面积。

5. 风力系数取 0.8,安全系数为 0.25,所计算出的强度单位为 $\text{m}^2/\text{块}$ 。

1.3.2.2 集热体

(1) 集热体应具备的一般特性。集热体是将太阳光转换成热能,再将热能传递给热介质的一种热交换器的传热面,其通常必须具有下列特性。

1) 物理、机械特性。一般的物理特性有热导率、热膨胀系数、相对密度、熔点等;而机械性质有弹性系数、屈服强度、拉伸强度、伸长率、硬度等。

2) 耐热性。对于一般运行温度的耐热性当然不成问题,而在集热器的热介质不流动的焖晒状态下,有时温度相当

高,设计选材时必须加以考虑。

3) 耐蚀性。要求对集热体外表面的腐蚀具备耐蚀性,特别对水等为热介质的流道内表面,其腐蚀问题更要引起重视。

4) 可加工性。由此考虑选用富有易加工性能并能大批量生产的材料作为集热体材料为佳。

5) 光学特性。为了更好地吸收太阳光能,并能保护其体材料,通常在集热体的表面涂以黑色保护膜。这种保护膜应具有尽可能高的阳光吸收率,以及良好的耐热性、耐湿性、耐候性等。为在高温下高效地收集太阳能,都使用太阳光吸收率高、长波能量辐射率低的选择性吸收膜。这是太阳热利用技术中的关键之一。

(2) 集热体的结构和材料。不同用途的集热器有各种不同的集热体结构。集热体大致可分为以水及其他液体(如导热油、低沸点有机介质)和以空气为热介质两种,这里就结构不作展开。集热体使用的材料有金属、塑料、玻璃等。这里,将作为集热体用且具代表性的材料列举见表 3.3-12。

集热体材料的机械性质和化学成分见表 3.3-14。

表 3.3-12 集热体材料的分类

材料	类型	材料名称
金属	钢板	SS(一般结构用热轧钢板) SPH(热镀锌板) SPC(冷轧钢板) SPA(耐天候性高的冷轧钢板)
	不锈钢板	SUS 304(奥氏体) SUS 316(奥氏体) 18Cr+2Mo+Ti(铁素体)
	铝	Al100(板)(纯铝) Al100T(管子)(纯铝) A5052P(板)(Al-Mg系) A6063S(挤压型材)(Al-Mg-Si系)
	铜	D CuP(磷脱氧铜板) D CuP(无缝磷脱氧铜管)
塑料	聚乙烯、氯化乙烯	

表 3.3-13

常温下集热体材料的物理性质

材料	物理性质				
	相对密度	线膨胀系数 (20~200℃, $\times 10^{-6}$)	热导率 [$\text{cal}/(\text{cm} \cdot \text{s} \cdot \text{K})$]	比热容 [$\text{cal}/(\text{g} \cdot \text{K})$]	熔点 (℃)
纯铜	8.9	17.7	0.81	0.09	1065~1083
铝(99.0%)	2.7	23.6	0.52	0.22	616~652
软钢	7.8	11.7	0.12	0.10	1470~1490
SUS 304	7.9	17.3	0.039	0.12	1427~1510
聚乙烯(高密度)	0.94~0.97	110~130	0.000 8~0.001 2	0.2~0.55	耐热温度 121
氯化乙烯(硬质)	1.35~1.45	50~185	0.000 3~0.000 7	0.2~0.55	耐热温度 66~79
					纵弹性系数 (kg/mm^2)
					12 000~12 500
					7000
					21 150
					19 700
					56~106
					246~422

注 1 $\text{cal}=4.186 \text{ J}$ 。

表 3.3-14 集热体材料的机械性质和化学成分

类别	材 料	屈服点或弹性极限强度 (kgf/mm ²)	抗拉强度 (kgf/mm ²)	伸 长 (%)	硬 度	化 学 成 分 (%)											
钢 材	SS 34	21 以上	34~44	26 以上		C	Mn	P	S								
						—	—	0.050 以下	0.050 以下								
	SS 41	25 以上	41~52	21 以上		C	Mn	P	S								
						—	—	0.050 以下	0.050 以下								
钢 材	SPHD		28 以上	25 以上	HRB			P	S								
								0.040 以下	0.040 以下								
	SPXD		28 以上	39 以上	HRB 65 以下	C	Si	Mn	P	S							
						0.10 以下	—	0.45 以下	0.035 以下	0.035 以下							
不 锈 钢	SFA-C	32 以上	46 以上	26		C	Si	Mn	P	S	Cu	Cr	Ni				
						0.12 以下	0.25~0.75	0.20~0.50	0.70~0.150	0.040 以下	0.25~0.60	0.30~1.25	0.65 以下				
	SUS 304	21 以上	53 以上	40 以上	HRB 90 以下	C	Si	Mn	P	S	Ni	Cr					
						0.08 以下	1.00 以下	2.00 以下	0.040 以下	0.030 以下	8.00~10.50	18.00~20.00					
不 锈 钢	SUS 316	21 以上	53 以上	40 以上	HRB 90 以下	C	Si	Mn	P	S	Ni	Cr	Mo				
						0.08 以下	1.00 以下	2.00 以下	0.040 以下	0.030 以下	10.00~14.00	16.00~18.00	2.00~3.00				
	18Cr+2Mo+Ti	21 以上	46 以上	22 以上	HV 205 以下	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ti	Mo				
						0.020 以下	0.50 以下	0.50 以下	0.040 以下	0.010 以下	17.50~18.50	0.45~0.65	1.7~2.3				
铜	Al100P Al100TF	10 以上 2 以上	12~15 8 以上	4 以上		Cu	Si (Si+Fe)	Fe	Mn	Mg	Zn	Cr	Ti	Al			
						0.05~0.20	—	1.0 以下	0.05 以下	—	0.10 以下	—	—	99.00 以上			
	A5052P	18 以上	24~29	6 以上		Cu	Si	Fe	Mn	Mg	Zn	Cr	Ti	Al			
						0.1 以下	(Si+Fe)	0.45 以下	0.10 以下	2.2~2.8	0.10 以下	0.15~0.35	—	余下部分			
铜	A6063S-F-T5	5 以上 11 以上	12 以上 15 以上	12 以上 8 以上		Cu	Si	Fe	Mn	Mg	Zn	Cr	Ti	Al			
						0.1 以下	0.20~0.6	0.35 以下	0.10 以下	0.45~0.9	0.10 以下	0.10 以下	0.10 以下	余下部分			
	Cl220P		20 以上	35 以上		Cu	P										
						99.90 以上	0.015~0.040										
铜	Cl220T		20 以上	40 以上		Cu	P										
						99.90 以上	0.015~0.040										
	聚乙烯(软质度)		2.2~3.9	50~800													
	氯化乙烯(硬质)		3.5~6.3	2.0~40													

注 1kgf/mm²=9.80665MPa。

综上所述,集热体材料有多种选择,但是并没有一种材料能够完全满足作为集热体的一般性要求,所以必须根据综合考虑加以选定。如作为比较重要的问题——资源的有限性,也应加以考虑。资材供应的稳定性等都是选材平衡的因素,因此今后并不只限于利用太阳热。

1.3.2.3 聚光体

这里所指的聚光体是能够提高太阳能密度,进而使集热体得到高温高密度能量的一种部件。各种反射镜及透镜型透射体就是聚光体。平板集热器的集热温度一般不超过100℃。为了得到更高的温度,可以使用带聚光体的聚光集热器。

(1) 反射镜。

1) 反射镜应具备的性能。反射镜的性能中,反射率最为重要。其次,耐久性也是反射镜的主要性能之一。此外,反射率下降的主要原因有灰尘、废气、海盐粉末等引起的污染老化,紫外线引起的老化,风力和自重等引起的变形或应变等。为了防止这些问题,反射镜便于清扫或者替换,表面耐候性良好,重量轻且具有一定的强度也是必须的。同时,可加工性也很重要。

2) 反射镜的结构和材料。如图3.3-30所示,反射镜结构可分为母材表面有反射材料的表面镜和背面有反射镜的背面镜两种。表面镜有金属板反射镜、蒸镀金属的塑料板和蒸镀金属的塑料薄膜黏结而成的表面镜等;背面镜使用玻璃类的材料,因为要使太阳光透过母材,所以必须选择透过率高而又不易老化的材料。



图 3.3-30 反射镜的组成

反射材料可使用金属板、箔、蒸镀膜。图3.3-31所示为各种金属蒸镀膜对不同波长的反射率。其中,铝在全波段中都具有很高的反射率。铝可以加工成各种形状的板、箔、蒸镀膜等,其反射率较高且容易制取,所以被广泛地作为反射材料使用。纯度在99.99%以上的高纯铝可供蒸镀使用,它在阳极氧化处理后反射率很少下降,因而也称为光亮合金。除铝之外,还有银、铬等材料。表3.3-15给出了金属反射材料的反射率。银的反射率最高,其次是铝,其他金属的反射率则相当低。蒸镀铝、银的薄膜作为优质反射材料是合适的。

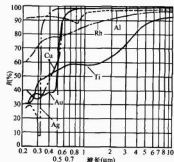


图 3.3-31 新蒸镀的 Ag、Au、Al、Cu、Rh、Ti 薄膜对不同波长的反射率

表 3.3-15 金属反射材料的反射率

试验材料	预处理	阳极氧化膜厚度(μm)	反射率(%)	
			正反射	全反射
99.99%Al	机械抛光后 电解抛光	5	83	90
99.99%Al+1% Mg	机械抛光后 电解抛光	4	77	90
99.8%Al	机械抛光后 化学抛光	5	63	88
99.8%Al+1% Mg	机械抛光后 化学抛光	5	65	88
镀银黄铜	机械抛光	—	86	98
镀银黄铜	—	—	62	65
不锈钢	机械抛光	—	53	60

实际中,可以使用塑料、玻璃钢、钢板和铝等作为表面反射镜的母材。此外,作为建筑材料,市售的聚乙烯板或蜂窝结构板也可作母材,上面粘有涂以保护膜的铝材。作为背面镜的母材,透过率要高,表面要平滑且不易损伤。玻璃镜完全合适,但比较重且易破损,因此也可考虑用塑料,但必须注意到劣化所引起透过率下降的问题。

用铝作反射材料时,可使用阳极氧化膜(Al_2O_3)作为表面镜的保护膜。一般可考虑 SiO_2 、 SiO 等无机材料蒸镀膜和塑料膜。要注意,前者依蒸镀条件不同而耐久性变化很大;对于后者,紫外线照射引起的劣化是个问题。为此,考虑使用添加氧化物的蒂德拉、迈拉等塑料薄膜。

(2) 透镜。用透镜作为聚光体的聚光集热器,其透镜材料通常选用光学玻璃或非涅尔透镜。在一维聚光系统中,往往采用后者。

1.3.2.4 选择性吸收膜

太阳能到达地表面能量的波长分布大体上限于0.3~2.1μm。但随着集热面的温度下降,低温下黑体辐射的能量峰值会向长波侧移动,因而偏离了太阳能的波长范围。图3.3-32所示为地面的太阳能分布($AM=2$),以及1000、550、300K的黑体辐射能量分布。

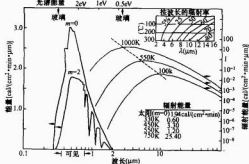


图 3.3-32 太阳能和低温黑体辐射能的分布

作为选择性吸收膜的特性,要求在太阳光波长区域具有高吸收率,而在红外区具有低辐射率。选择吸收膜的选择吸收性,通常以太阳热能(常用 $AM=2$)的吸收率 α_s 及集热面授温度下黑体辐射能的辐射率 ϵ_r 或者 α/ϵ 来评价。这里, α_s 、 ϵ_r 可用下式表示

$$\alpha_s = \frac{\int_0^\infty \alpha \cdot q_{\lambda s} d\lambda}{\int_0^\infty q_{\lambda s} d\lambda}$$

$$\epsilon_T = \frac{\int_0^{\infty} \epsilon_{\lambda} q_{\lambda} d\lambda}{\int_0^{\infty} q_{\lambda} d\lambda}$$

其中

$$q_{\lambda} = \frac{C_1 \lambda^{-5}}{\exp(C_2/\lambda T) - 1} \quad (\text{普朗克辐射公式})$$

式中: α 、 ϵ 分别为波长 λ 的单色光吸收率和辐射率; q_{λ} 为波长 λ 的太阳光辐射能; $q_{T\lambda}$ 为波长 λ 的黑体辐射能; λ 为波长; T 为温度; K ; C_1 、 C_2 为常数。

α 、 ϵ 的测定大都采用两种方法: ①使用积分球反射装置测定分光反射率, 然后根据上式计算 α 、 ϵ 的光学法; ②测定辐射能, 根据斯蒂芬-玻耳兹曼公式计算 $\epsilon_{T\lambda}$ (全辐射率) 的热量测定法。

选择性吸收膜从原理上可分为半导体膜、光干涉膜、米氏散射膜以及多孔膜 4 种。

(1) 半导体膜。半导体膜是利用半导体带隙能量 E_g 的一种吸收膜。带隙能量 E_g 最好为 0.6eV, 它吸收太阳光线, 而不吸收红外线。PbS、Si、Ge 是最常见的半导体。而作为

化合物半导体, 最好是过渡金属的氧化物、硫化物。铬黑 (Cr_2O_3) 镀层、镍黑 (NiS-ZnS) 镀层、氧化铜黑 (Cu_2O_3) 和氧化铁黑 (Fe_3O_4) 都属于此类。

(2) 光干涉膜。光干涉膜是由于涂有多层薄膜, 所以对折射率和膜厚均有严格规定, 以能通过薄膜的干涉作用来降低太阳光波中心部分的反射率, AMA 涂层 ($\text{Al}_2\text{O}_3\text{-MoO}_3\text{-Al}_2\text{O}_3$)、OCL1 多层薄膜以及这种薄膜上的两层镍黑镀层都是光干涉膜。

(3) 米氏散射膜。米氏散射膜由于可见光的不同波长级粒子所产生的散射和多次内部反射, 因而吸收可见光。金黑、银镀膜、选择性涂料、金属粒子和氧化物的共析镀层 (铬黑镀层、铝表面的电解着色膜等) 都是米氏散射膜。

(4) 多孔膜。多孔膜是通过表面形态的控制形成的这样一种表面: 在可见光中以黑洞的形式集光, 而在长波区则以平面的形式辐射光。各种各样的镀层、化学生成膜、通过化学腐蚀制成的氧化铜黑、PbS 真空镀膜、钨的化学蒸镀膜以及粗糙表面上镀着的铬黑镀层等都利用的是这一性质。

各种选择性吸收膜的性能见表 3.3-16。

表 3.3-16 各种选择性吸收膜的性能

膜层	结构	母材	形成方法	α	ϵ_T ($r, ^\circ\text{C}$)	破坏温度 ($^\circ\text{C}$)	耐久性	价格① (日元/ m^2)
氧化铜黑	Cu_2O_3	Cu	化成处理	0.91	0.16(<100)	200	同于潮湿 变铜绿	1800
氧化铜黑	Cu_2O_3	Al	化成处理	0.93	0.11(80)	200		
氧化铁黑	Fe_3O_4	Fe	化成处理	0.90	0.07(90)			
锌黑		Zn	电镀+化成处理	0.9	0.1			2400
钴黑	Co_3O_4	Co	电镀+化成处理	0.96	0.27(140)			
镍黑(2层)	NiS-ZnS	Ni	电镀	0.96	0.07(100)	280	抗酸性差	
铬黑	$\text{Cr/Cr}_2\text{O}_3$	Ni	电镀	0.96	0.10(100) 0.2(350)	450	良好	5000
电解着色膜	Ni、Co等/ Al_2O_3	Al	电解着色	0.95	0.09(100)			
AMA涂层	$\text{Al}_2\text{O}_3\text{-MoO}_3\text{-Al}_2\text{O}_3$	Mo	真空蒸镀	0.95	0.4(350)	900		
OCL1多层膜			真空蒸镀	0.94	0.13(122) 0.16(305)			
金黑	$\text{Au}+\text{WO}_3$	Cu	真空蒸镀	0.88	0.10(400)			
PbS蒸镀膜	PbS	Al	真空蒸镀	0.98	0.3(300)			
等离子镀膜	WC+Co		等离子镀膜	0.95	0.4(600)			
IBM化学蒸镀膜	W		化学蒸镀	0.98	0.28(550)			
选择性涂料(2.5 μm)	PbS-硅树脂	Al	涂覆	0.9	0.4			
选择性涂料(25 μm)	CdTe-聚丙烯	Al	涂覆	0.85	0.65			
TI金属间化合物表面	Al-Ni	Fe	压接+热处理	0.95	0.2			
陶瓷、搪瓷			搪瓷	0.9	0.5			1800
SiO_2 涂层在 Si 上	$\text{SiO}_2\text{-Si}$	Al	真空蒸镀	0.65	0.12(40)			
黑涂料			涂覆	0.95~0.98	0.89~0.97			1000

①美国 20 世纪 80 年代的价格, 供参考。

此外, 选择性涂料具有价格低廉、易于处理的优点, 但树脂黏合剂之类涂料的辐射率高, 得不到良好的选择吸收性。一般认为, 若价格十分低廉, 并能得到 $\alpha=0.9$ 、 $\epsilon=0.3$ 这样的性能, 就可应用于低温热利用设备中。通过真空蒸镀、化学蒸镀得到的复合膜, 选择性吸收良好, 但价格贵, 在需要高温的太阳能发电中, 从耐热性上考虑也不得不使用。

1.3.2.5 绝热材料

集热器中往往要使用绝热材料, 以尽量减少热损失。绝热材料应具备的性能如下:

(1) 绝热性。绝热性是绝热材料最重要的性能, 通常以热导率表示。热导率依温度、密度、湿度和水分等不同而

异, 这些关系设计时应加以考虑。

(2) 耐热性和非毒性。要求不仅在集热器正常使用时的温度下, 而且在连续使用或日晒的高温下, 都没有热变形以及绝热性能劣化的现象。

(3) 非腐蚀性。选择绝热材料不能对集热器其他部件有腐蚀性。

(4) 其他性能。有时要求绝热材料具有一定刚度或一定的机械强度。另外, 尺寸稳定、体轻、货源充足且价格便宜等也是考虑之列。

集热器中常使用的绝热材料有玻璃纤维、石棉、泡沫塑料等。表 3.3-17、表 3.3-18 和表 3.3-19 分别给出了玻璃纤

保温材料、石棉保温材料及各种绝热材料的性能。

表 3.3-17 玻璃纤维保温材料的性能 (JIS A 9505)

种 类	热导率 [kcal/(m·h·K), 平均温度 75±5℃]	热导率试验 时的密度 (g/cm³)	纤维直径 (μm)
玻璃纤维 1 号	<0.036	0.030	<4
玻璃纤维 2 号	<0.036	0.040	<8
玻璃纤维 3 号	<0.042	0.070	<20

表 3.3-19 绝 热 材 料 的 性 能

种 类	材料名称	密 度 (kg/m³)	热导率 [kcal/(m·h·K)] ^①	比热容 [kcal/(kg·K)]	工作最 限温度 (℃)	吸水性	防火性	参考价格 ^② (日元/3.3m²) 厚度(mm)	备注
多孔性 材料	玻璃纤维	10~100	0.036	0.20	300	没有多大的 耐水性	不燃	900~1200 (38)	
	石棉	30~40	0.036	0.20	600		不燃	900(25)	
空气层 材料	双层玻璃		0.09			没有	不燃		厚度 12mm
	一般空气层 (中空板)		0.05						厚度 5mm
	蜂窝结构		0.57			由材料决定	由材料决定		
泡沫塑料	聚氨酯树脂	14	0.028		100	大	有难燃性制品	1250 (25)	
	苯酚	70	0.028		150	大	难燃	1660 (25)	
	聚胺(硬质)	31	0.016		120~140	比较小	有难燃性制品	2400 (25)	

① 1kcal=4186.8J。

② 参考价格相对的比较价格。

2 热力循环

所谓热力循环,就是工质从某一热力状态经过一连串的状态变化过程,完成热与功的转换后回到起始时的热力状态。太阳热发电就是利用聚光集热器(装置)把太阳能聚集起来,将某种工质加热至数百摄氏度以上的高温,然后经过热交换器产生高温高压的过热蒸汽,驱动汽轮机并带动发电机发电。显然,太阳热发电也是一种热力发电,它与以煤、石油、天然气等化石燃料及铀等核燃料作为能源来发电的基本原理和过程一样,都遵循热循环的普遍规律。作为太阳热发电基础,本节阐述热力发电的基本循环、现代热力发电的常用循环以及处于试验研究阶段的新型动力循环。

2.1 热力学第二定律和卡诺循环

2.1.1 热力学第二定律

热力学第二定律实际上是对热过程方向性的描述。由于自然界过程方向性的多样性,因而热力学第二定律的表述也有多种,而各种表述反映的是同一规律,它们有内在联系,是统一和等效的。两种比较经典的表述如下:

克劳修斯从热量传递方向性的角度,将热力学第二定律表述为:“不可能把热从低温物体传到高温物体而不引起其他变化。”

开尔文从热功转换的角度,将热力学第二定律表述为:“不可能从单一热源取热,使之完全变为功而不引起其他变化。”

以上两种表述说明,热从低温物体传至高温物体,以及热变功都是非自发过程,要使它们实现,必须花费一定的代价或要具备一定条件,也就是说要发生其他的变化。在太阳热热泵中,这就要消耗功或热量;在太阳热发电的热变功中至少还要一个放热的冷源。

表 3.3-18 石棉保温材料的性能(JIS A 9504)

种 类	密 度 (kg/m³)	纤维直径 (μm)	粒 子 含有率 (%)	热导率 [kcal/(m·h·K), 平均温度 75±5℃]
石棉 1 号	<150	<7	<4	<0.039
石棉 2 号	<180	<8	<8	<0.041
石棉 3 号	<200	<8	<16	<0.044

注 1kcal=4186.8J。

2.1.2 卡诺循环

卡诺循环是理想热机的热力循环,它是由法国工程师卡诺于1824年首先提出的。该循环是由绝热压缩(工质温度由 T_2 提高至 T_1)、定温吸热(工质在 T_2 从同温度的高温热源吸取热量 Q_1)、绝热膨胀(工质温度从 T_1 降至 T_2)和定温放热(工质在 T_2 下向外部低温热源定温放出热量 Q_2) 4 个过程组成的一个可逆循环,如图 3.3-33 所示。在相同的界限温度(T_1 和 T_2)之间,卡诺循环热效率最高 [$\eta = 1 - (T_1/T_2)$]。这在任何的实际热循环中,由于不可逆损失与非定温传热,都不可能达到如此高的热效率。因此说,卡诺循环是一种理想的循环,而研究卡诺循环的意义在于通晓使热能转变为功的过程及提高实际循环效率的方向。

将热能转换为机械功的条件及理论上可达的最大转换效率,已由热力学第二定律和卡诺循环原理所阐明。热力学第二定律表明,任何热机都不可能从单一热源吸取热量并使之全部变为机械功。因而,热机从热源吸取的热量中必有一部分要传递给另一低于热源温度的冷源,如图 3.3-34 所示。

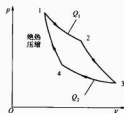


图 3.3-33 卡诺循环图



图 3.3-34 理想热机示意图

理想热机的效率与热源、冷源的温度之间的关系,可由卡诺循环定理给出,即

$$\eta_m = \frac{W}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = \frac{T_1 - T_2}{T_1} \quad (3.3-33)$$

式中: η_m 为理想的热机效率; W 为热机输出的机械功; Q_1 为热源向热机供给的热量; Q_2 为热机向冷源排出的热量; T_1 为热源温度, K; T_2 为冷源温度, K。

由式 (3.3-32) 可知, 要提高热机效率 η_m , 应尽可能提高热源温度而降低冷源温度。对于太阳热发电系统来说, 冷源 (即冷凝器) 的温度主要取决于环境, 即冷源的温度是很难低于环境温度的。因此, 提高热机效率的主要途径是提高热源的温度, 这就需要采用聚光集热器。但温度的提高也会带来诸多其他问题, 如对结构的要求相应提高, 对聚光跟踪的精度要求高, 以及集热器的效率随着温度的增加而降低等。所以, 过于提高热源温度也会受到一定的制约。

2.2 热力发电的基本循环

太阳热发电系统与常规火力发电系统的工作原理基本相同, 其根本区别在于热源不同。前者来自于太阳能, 后者来自于常规能源煤、石油、天然气等化石能源乃至核能。

2.2.1 朗肯 (Rankine) 循环

2.2.1.1 火力发电系统

火力发电有汽轮机发电、内燃机发电和燃气轮机发电等。通常所说的火力发电主要是汽轮机发电。图 3.3-35 所示为火力发电系统的设备组成示意图, 而图 3.3-36 所示则为火力发电系统能量转换的全过程, 即煤炭、石油和天然气等燃料所含有的化学能在燃烧, 也即氧化反应过程中以热量的形式释放出来, 热量加热锅炉中的水和蒸汽, 成为蒸汽的热能。高温高压的蒸汽在汽轮机中膨胀做功, 转化为高速汽流, 推动汽轮机旋转, 从而实现热能转变为机械能。最后由汽轮机带动发电机旋转发电, 输出电能。太阳热发电站, 无论塔式、槽式, 还是混合式, 大多都采用这种以水—水蒸气为工质的热力循环系统, 即朗肯循环。两者区别在于太阳热发电站的热源不稳定。太阳辐射强度随时变化, 并可能一时失去光源。因此, 设计太阳热发电站的热力循环系统时, 必须考虑蓄热储能问题。蓄热设备的连接和蓄热系统的运行方式影响热力系统的经济性 with 稳定性。

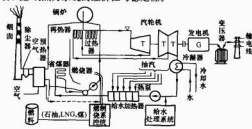


图 3.3-35 火力发电系统的设备组成

2.2.1.2 朗肯循环

朗肯循环是最简单也是最基本的蒸汽动力循环。图 3.3-37 所示为由锅炉、汽轮机、冷凝器、水泵等主要设备组成的实现热力发电的最基本蒸汽动力装置的系统简图。在不考虑流动阻力、摩擦、散热、泄漏等损失的条件下, 即认为在可逆情况下, 将汽水状态变化的全过程表示在 $p-V$ 图和 $T-s$ 图上, 构成蒸汽动力装置的基本热力循环习惯上称为朗肯循环, 如图 3.3-38 所示。

朗肯循环由如下 4 个可逆过程组成:

(1) 水在锅炉内等压加热变成蒸汽的过程即图 3.3-38



图 3.3-36 火力发电系统的能量转换过程

中 $d \rightarrow a$ 的过程: 先将给水加热到沸腾温度, 然后汽化成饱和蒸汽, 最后在过热器内加热成为过热蒸汽。

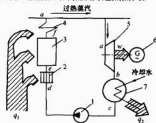


图 3.3-37 简单蒸汽动力装置的系统图

1—给水泵; 2—省煤器; 3—锅炉; 4—过热器; 5—汽轮机; 6—发电机; 7—冷凝器

(2) 蒸汽在汽轮机内的绝热膨胀过程, 如图 3.3-38 中的 $a \rightarrow b$ 线段所示。

(3) 蒸汽从汽轮机排出后, 在冷凝器内进行的等压凝结为饱和水的过程, 如图 3.3-38 中 $b \rightarrow c$ 线段所示。

(4) 水在水泵内被绝热压缩的过程, 如图中的 3.3-38 $c \rightarrow d$ 线段所示。

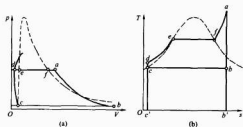


图 3.3-38 朗肯循环在 $p-V$ 图与 $T-s$ 图上的表示

(a) $p-V$ 图; (b) $T-s$ 图

由热力学知, 对于理想朗肯循环的热效率, 可由式 (3.3-33) 计算得出, 即

$$\eta_t = \frac{(h_a - h_b) - (h_d - h_c)}{(h_a - h_d)} \approx \frac{h_a - h_b}{h_a - h_c} \quad (3.3-34)$$

式中: h_i 为相应于图 3.3-38 中各点的比焓值 ($i = a, b, c, \dots$)。

水蒸气的比焓值可按如下经验公式计算, 即

$$h_i = 2501 + 1.86t$$

式中 t 的单位按 $^{\circ}\text{C}$ 计。

2.2.2 布雷顿 (Brayton) 循环

往复式内燃机的压缩、燃烧和膨胀都在同一汽缸里顺序、重复地进行, 气流的不连续性以及活塞往复运动时惯性力对提高转速的影响, 都使发动机的功率受到很大的限制。如果让压缩、燃烧和膨胀分别在压气机、燃烧室和燃气轮机里进

行,就构成了一种新型的内燃动力装置——燃气轮机装置。

图 3.3-39 所示为用于发电的简单燃气轮机装置的构造简图。空气首先进入轴流式压气机 1,压缩后的空气送入燃烧室 5。一部分空气直接参与燃料燃烧,成为高温燃气,并与另一部分空气混合,然后进入燃气轮机中膨胀做功,最后排入大气。

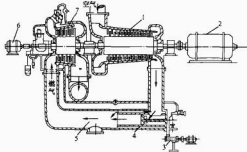


图 3.3-39 简单燃气轮机装置的构造简图

1—轴流式压气机；2—发电机；3—燃料泵；4—喷嘴嘴；
5—燃烧室；6—启动用的电动机；7—燃气轮机

上述过程理想化后,将每千克空气的状态变化过程表示在 p - V 图上,如图 3.3-40 所示。图中,线段 $a \rightarrow b$ 为空气在压气机中的绝热压缩过程; $b \rightarrow c$ 为空气在燃烧室中的等压加热过程; $c \rightarrow d$ 为空气在燃气轮机中的绝热膨胀过程; $d \rightarrow a$ 为空气在大气中的等压放热过程。

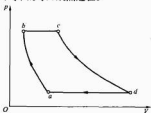


图 3.3-40 燃气轮机装置的布雷顿循环

由于加热过程是在等压下进行的,因此上述循环叫做等压加热燃气轮机循环,通常也称为布雷顿循环。它是简单燃气轮机装置的理想热力循环,其循环热效率为

$$\eta_t = 1 - \frac{T_4}{T_1} = 1 - \frac{1}{\frac{p_2}{p_1} \times \frac{k-1}{k}} = 1 - \frac{1}{\pi \times \frac{k-1}{k}} \quad (3.3-35)$$

$$\pi = \frac{p_2}{p_1}$$

式中: π 为增压比。

2.3 现代热力发电循环

提高蒸汽动力循环热效率的途径和方法主要有:①提高蒸汽初压 p_1 、初温 T_1 ,降低终参数 p_2 ;②采用再热循环、回热循环;③高初参数与再热、回热的联合应用;④减少循环中的不可逆损失;⑤热电联产及其他措施。

2.3.1 回热循环

回热循环是现代蒸汽动力装置普遍采用的一种热力循环,是在朗肯循环基础上对吸热过程加以改进而成的。在朗肯循环中,汽轮机排汽所含的蒸发热在凝汽器中丢失,这部分热量很大。为提高热效率,在汽轮机中膨胀的过程中抽出一部分蒸汽,用来加热锅炉的给水,如图 3.3-41 所示,这

个热循环就称为回热循环。它不仅减少了凝汽器丢失的热量,还提高了通过汽轮机的过热蒸汽的温度和压力,从而使整个系统的热效率得到提高。

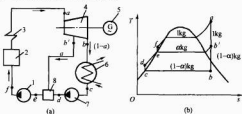


图 3.3-41 具有一次抽汽的回热循环装置示意图

(a) 系统简图; (b) 回热循环图

1—给水泵; 2—锅炉; 3—过热器; 4—汽轮机; 5—发电机;
6—凝汽器; 7—凝结水泵; 8—加热器

具有一次抽汽的蒸汽动力回热循环的热效率计算式为

$$\eta_t = 1 - \frac{(1-a)(h_b - h_c)}{(1-a)(h_a - h_c + a(h_a - h_b))} \quad (3.3-36)$$

其中

$$\alpha = \frac{h_a - h_d}{h_b - h_d}$$

式中: α 为抽汽份额。

2.3.2 再热循环

提高蒸汽进汽轮机时的初压力,可提高循环热效率。但如果此时初温度不能提高,蒸汽在汽轮机中膨胀终了时的湿度将迅速增加,汽轮机叶片会受到蒸汽中大量水滴的冲击,从而易锈蚀而损坏。要想保持汽轮机的使用寿命,乏汽的实际干度不宜低于 0.85~0.88。

为使乏汽干度不致过低,在提高蒸汽初压力时,初温不能相应提高,可以采取中间再过热的措施,见图 3.3-42 (a)。新蒸汽在汽轮机中膨胀到某一中间压力以后全部抽出汽轮机,导入锅炉中的再热器,在定压下吸收烟气放出的热量(也可用其他热源和设备加热),以增加干度或使之成为过热蒸汽,然后再导入汽轮机的后半部(或者另一个压力较低的汽轮机)继续膨胀到终压 p_2 这样的循环叫做蒸汽再热循环,简称再热循环。图 3.3-42 (b) 所示为再热循环在 T - s 图上的表示。理想的再热循环效率为

$$\eta_t = 1 - \frac{h_b - h_c}{(h_a - h_d) + (h_f - h_e)} \quad (3.3-37)$$

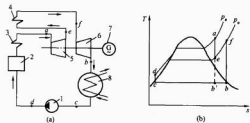


图 3.3-42 再热循环装置示意图

(a) 系统简图; (b) 再热循环图

1—凝结水泵; 2—锅炉; 3—过热器; 4—再热器; 5—高压汽轮机; 6—低压汽轮机; 7—发电机; 8—凝汽器

由图 3.3-42 (b) 可见,再热循环可以认为是由一个基本的朗肯循环和一个附加循环所组成。只有当中间再热压力 p_a 取得恰当,确保附加循环的热效率大于基本循环时,再

热循环的效率才高于朗肯循环。所以,再热的目的在于增加乏气的干度,以便在一定的初温限度下能够得到更高的初压力,从而提高循环热效率。再热循环,通常只有大型火力电厂,并且当压力在 13MPa 以上时才采用。

2.4 新型动力循环

2.4.1 斯特林 (Stirling) 循环

在碟式聚光太阳热发电系统中采用的斯特林机是高温、高压、外部加热的发动机。它使用氢气或氦气作为工作气体。现代高性能的斯特林发动机,其工作气体温度超过 700°C (1292°F),气压高达 20MPa。在斯特林循环中,工作气体由定温定容过程交替加热和冷却。图 3.3-43 所示为斯特林循环发动机的 4 个基本过程,运动的活塞可以带动线性发电机发电,图 3.3-44 所示为斯特林循环在 $p-V$ 图和 $T-s$ 图上的表示。

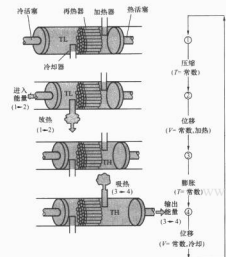


图 3.3-43 斯特林发动机的 4 个基本过程

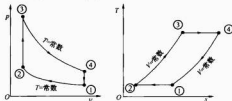


图 3.3-44 斯特林循环在 $p-V$ 图和 $T-s$ 图上表示

斯特林发动机所达到的热转换效率最高大约为 40%。由于外部加热方式对聚焦太阳能的适应性强,且效率高,因此斯特林发动机成为碟式太阳能发电系统的首选。

2.4.2 卡林那 (Kalina) 循环

卡林那循环是由卡林那博士提出的,以氨-水混合物为工质、燃气轮机为热源的用于发电的一种热回收技术。

由热力学可知,单一工质(如水蒸气)的朗肯循环热效率较低的主要原因之一是由于工质等温相变的热力特性,使热源(或冷源)和工质的传热温差大,造成大的不可逆损失。卡林那循环采用氨-水混合物为工质(氨-水比例介于 50/50~70/30),利用该混合工质在蒸发或吸收冷凝过程中的热力特性,形成变温蒸发或变温冷凝,使循环在整体上

与热源和冷源温度有较好的匹配关系。图 3.3-45 所示为卡林那循环(1→2→3→4→5→6→7→1)与朗肯循环(1→2→3→4→5→6→7→1)的比较示意图。由图可见,当作为燃气轮机排气的后置式循环时,卡林那循环可比常规蒸汽循环更多地利用燃气轮机排气的热量(图中阴影部分),使循环热效率提高。

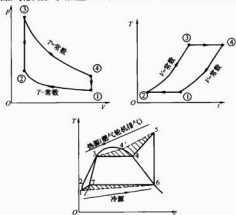


图 3.3-45 卡林那循环与朗肯循环的比较

实现卡林那循环的系统有多种,图 3.3-46 所示为系统之一。该循环在同样的工作参数下,可使发电效率由 35%~37% 提高到 45% 以上。据报道,美国已建成示范电站,进一步的研究开发尚待时日。

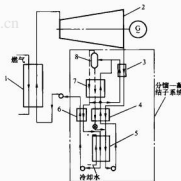


图 3.3-46 卡林那循环系统图

- 1—锅炉; 2—汽轮机; 3、4、7—回热器;
5—吸收冷凝器; 6—预热器; 8—闪蒸罐

现代火力发电和核发电使用的汽轮机,通常适用于大型电站,其温度等级也与这些电站的温度等级大体相同。太阳热发电站,由于采用不同的聚光集热方式,有不同的温度等级,因此选择适配的热力循环机是必须的。一种使用低沸点介质的朗肯循环热机,也称为低沸点介质的朗肯循环热机,其适合于热源温度在 100~300°C 的热发电系统使用。图 3.3-47 所示为氟利昂汽轮机的流程框图。

氟利昂汽轮机的循环与一般蒸汽汽轮机的循环基本相同,其原理是来自太阳能集热系统或蓄热、热交换系统的热能引入氟利昂气体发生器,在这里将热量传给加压的氟利昂液体;蒸发的氟利昂蒸气被引至汽轮机中膨胀,使其压力和速度能释放出来作为汽轮机的动力;低压的排气在凝结器中冷却并液化,加压的液体用泵送回氟利昂发生器。氟利昂

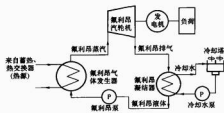


图 3.3-47 氟利昂汽轮发电机的流程图

汽轮机的热源一般设计为 150°C 左右。

美国桑迪亚研究所曾完成一种甲苯汽轮发电系统，并且进行了太阳能全能系统的研究工作。该系统的汽轮机入口温度为 304°C （过热甲苯），凝结核温度为 $48\sim 93^{\circ}\text{C}$ ，其额定发电功率为 32kW （见图 3.3-48）。几种低沸点工作介质的热力学性质见表 3.3-20。

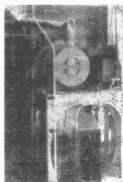


图 3.3-48 甲苯汽轮机的外观

表 3.3-20 低沸点工作介质的热力学性质

项 目	R-11		R-12		丁 烷		氨	
气体发生温度 $t_1(^{\circ}\text{C})$	80	120	80	106	80	120	80	110
最小必需加热温度 $\Delta t_s(^{\circ}\text{C})$	0	0	5	9	0	0	55	75
气体发生压力 p_1 (绝对压力, kg/cm^2)	5.34	12.69	23.50	37.88	10.50	22.50	35.15	77.53
凝结核压力 p_2 (绝对压力, kg/cm^2)	1.52		8.64		3.37		14.03	
绝热焓降 $\Delta h_{ad}(\text{kcal}/\text{kg})$	5.26	9.41	4.13	6.00	11.40	19.45	36.65	59.90
必需加热量 $\Delta h_{H}(\text{kcal}/\text{kg})$	47.36	51.05	35.53	37.00	98.00	109.50	298.5	318.0
理论循环效率 η	0.111	0.184	0.116	0.162	0.117	0.177	0.123	0.189
必需循环量 $G[\text{kg}\times 10^4/(\text{kcal}\cdot \text{h}^2)]$	212	196	281	270	120	91.2	33.5	31.4
汽轮机理论输出 $L[\text{kW}\times 10^4/(\text{kcal}\cdot \text{h})]$	1.295	2.141	1.347	1.885	1.352	2.060	1.424	2.190
汽轮机出口比体积 $v_2(\text{m}^3/\text{kg})$	1.110		0.020 6		0.140		0.093 5	

注 $1\text{kcal}=4186.8\text{J}$ 。

3 太阳能储存

能量的表现形式是多种多样的，人类对能量的需求也是多种多样的。和其他物质一样，在能源的生产供给和使用需求时，往往在时间上不同步，在空间上不匹配，需要加以调节。储能技术就是将能量以某种形式存储继而释放再利用的技术，以平衡能源系统，降低能量损耗，实现能量的合理利用。对随机、间歇变化的太阳能，储能技术尤为重要。可以说，由于有丰富、洁净、安全的太阳能，人类未来并不存在能量供应问题，而只有能量储存问题。

太阳能储存的方式很多，除蓄热储能之外，还有化学能、电能、动能、位能、生物能等储存方式。表 3.3-21 给出了通常的储能形态与相应的技术。具体选择何种储存方式，主要取决于使用对象和使用条件。另外，储能系统的设计也有多种选择。在太阳发电系统中，储能可以在集热装置与热机之间采用热储存，还可以在热机与发电机之间采用机械能储存，还可以在发电机与负荷之间采用化学储能或机械能储存，甚至将电能带动水泵将水抽至高处以蓄水储能。通常，储存由集热系统得到的热能，数量上较之储存由转换设备得到的化学能、机械能或电能为多。这是因为转换设备效率影响的缘故，同时也可以使转换设备在一定的人口参数下运行，而具有较理想的稳定性，且可避开在对应于直接太阳辐射输入的峰值容量下工作，从而降低转换设备的容量要求。

表 3.3-21 储能形态与相应技术

储存方式	储能形态	储能技术
力学能	动能(旋转体等)	飞轮
	位能	抽水蓄能电站
	弹势能	弹簧
	压力能	空气压缩
热能	显热	显热蓄能
	潜热(蒸发、熔解、升华)	潜热蓄能
电磁能	电场能	电容器
	磁场能	超导线圈
化学能	电化学能	蓄电池
	化学能	合成燃料化学蓄能
	物理化学能(溶解、稀释、混合)	浓度差发动机

3.1 蓄热储能

3.1.1 显热蓄热和潜热蓄热

显热是指某些物质在温度上升或下降时所吸收或放出的热量。显热蓄热就是利用蓄热材料吸收热量使温度升高来储存太阳能。一般说来，这种蓄热方法所用的蓄热材料数量相当大，因此要求蓄热材料的比热容和密度尽可能大，且材料价格低廉和易于得到。许多固体和液体都可作为蓄热材料，然而最常用的是水、土壤和岩石等。在储存温度相同的条件

下,如果不考虑热损失,那么单位体积的蓄热量以水为大,土壤次之,岩石最小。显热蓄热是技术比较成熟,成本又较低的一种蓄热方式。

在太阳能热利用系统中,除使用蓄热水箱之外,还可以使用称为堆积床的蓄热装置。它可用多种固体显热蓄热材料,但卵石是最为广泛使用的材料。因为卵石堆积床有巨大的表面及曲折的缝隙,当热空气通过时,卵石床就蓄存热空气流所放出的热量,每公升卵石温度升高一度也能蓄存约125J的热量,且成本低。图3.3-49所示为显热蓄热装置的示意图。

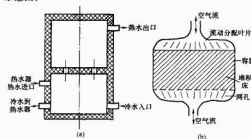


图 3.3-49 显热蓄热装置示意图

(a) 水箱蓄热器; (b) 堆积床蓄热装置

自然界中有许多物质在融化(或汽化)时,吸收大量的热量从固态转变为液态(或从液态转变为气态),而当该物质在凝固(或凝结)时又释放出大量的热量。潜热蓄热就是利用某些物质在相变过程中伴随有吸收大量热量的原理来进行蓄热以储存太阳能的。

利用相变潜热来储热较之显热蓄热有着明显的优点。首先,一般物质的固液两态在低温下发生相变时,能够吸收或放出大量的潜热,这样储热装置的体积可大大缩小;其次,一般物质在凝固和凝固温度基本上不变,因此储存和释放热量都是在确定的温度下进行的,这就保证了蓄热装置具有基本恒定的热效率供热;再有,低熔点的水合盐类对于太阳能的热储存来说,可以在整个日照期间都保持高效率。当然,广泛利用相变蓄热还要注意克服其不足之处,诸如相变材料老化,未必能长久重复使用,容易产生过冷现象,使结晶时的热阻加大;特别是含水晶体在凝固时的水、晶分离,致使得不到既定的潜热等问题。

为了使白天接收变化不定的太阳辐射能经常以一定的热能供给发电系统,以及能在日落后和阴天时释放出热能来发电,蓄热装置在太阳热发电系统中是不可缺少的。图3.3-50所示为典型的蓄热系统应用实例和发电特性曲线。从上午8时起,集热器开始工作,9时开动汽轮机,在汽轮机进入稳定状态的10时之前一直向蓄热装置中储存热量。白天,将

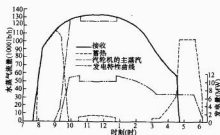


图 3.3-50 典型蓄热系统的发电特性曲线

集热器吸收的热能直接供给汽轮机发电。到太阳辐射量开始减少的下午3时起,释放蓄热装置中储存的热能进行发电,直到下午6时30分止。

蓄热装置(见图3.3-51)是由采用真空绝热或以绝热材料包覆的蓄热容器构成的。在该装置中,蓄热容器、蓄热材料放置在热交换器旁。蓄热材料的选择,可考虑利用液体显热的材料,或伴随有相变的物质潜热的材料和化学能的材料。

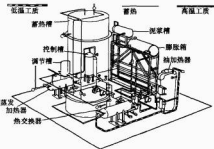


图 3.3-51 蓄热装置示意图

3.1.2 蓄热材料

蓄热材料的选择与所使用的温度范围相关。就温度范围而言,在某种程度上,它是由能量的转换方式和相应的热效率所决定的。在太阳能方面,针对不同的利用方式,可划分为不同的温度等级。按传统实用的分法,通常分为4级,即100、300、500、1000℃。相应的区间称为低温、低中温、中温、高温区。各种蓄热材料使用的大致温度范围如图3.3-52所示。

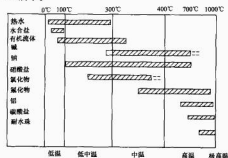


图 3.3-52 蓄热材料使用的温度范围

理想的蓄热材料应具有下列性质:

- (1) 蓄热密度(比热容、潜热或化学反应热等)高,单位体积或质量的蓄热量大。
- (2) 相变温度或反应温度接近于使用温度。
- (3) 现实或将来有可能大量获取,且价格低廉(包括储存容器)。
- (4) 无毒性,十分安全。
- (5) 化学活性低,无腐蚀性。
- (6) 热存取容易。
- (7) 在一定温度下发生相变或反应,过冷现象少。
- (8) 可以循环使用,且在长时间内性能稳定等。

利用显热的蓄热材料分为液体蓄热材料和固体蓄热材料。前者以水占绝对优势,其他还有二甲醚、三苯及其混合物等合成油类;后者除石子、沙子、混凝土、砖、铸铁之外,还有直接用土本身蓄热的。固体蓄热材料的特性见表3.3-22。

表 3.3-22

固体蓄热材料的特性

蓄热体	比热容 c [kcal/(kg·K)]	密度 ρ (kg/m ³)	体积比热容 c_V [kcal/(m ³ ·K)]	热导率 λ [kcal/(m·h·K)]	备 注
土	0.44	2000	800	0.68~3.0	
砾石	0.2	1850	370	0.34	干燥
沙子	0.2	1700	340	0.28	干燥
混凝土预制件	0.2	2200	400	1.4	空心预制件
砂	0.2	1600	320	0.47	
陶制品	0.2	2300	460	0.76	瓦
玻璃	0.18	2500	450	0.68	透明厚 2mm
铁	0.11	7800	858	40	
铝	0.214	2700	578	194	
松木	0.3	530	159	0.116	
硬板	0.3	500	150	0.08	
塑料	0.3	1200	360	0.2	铺面用塑料板
纸	0.2	1000	200	0.1	沥青纸

注 1kcal=4186.8J。

利用固体作为蓄热材料,虽然体积比热并不像水那样大,但对于热的储取必须有和传热介质(水或空气)交换热量的热交换器。固体蓄热材料的内部热导率低,温度分布往往不均,因此在充填固体蓄热材料的充填层内,蓄热材料和流体之间的传热比较复杂。特别是与太阳热这样的输入功率变化大的热源组合时,包括蓄热槽温度响应在内的理论也并不完善,目前仍在研究之中。

利用潜热的蓄热材料有两种:①以易于吸收水分的物质浓缩水溶液蓄热,利用溶液稀释时的凝结晶;②以易于结晶的物质熔融材料蓄热,利用结晶时的凝结晶。

前者有 LiBr 和 H₂SO₄ 水溶液,后者有无机水合盐、无机盐、共晶混合物(无机水合盐和无机水合盐、无机水合盐和无水盐、无机盐和无水盐、无机盐和有机物、有机物和有机物)。有机物中,包括化合物及易熔合金等,有可能用于潜热蓄热的水合物、水合盐的共晶混合物以及共晶盐的材料特性见表 3.3-23~表 3.3-25 中。

表 3.3-23 水合盐^①特性

蓄热介质	分子式	转移点 (°C)	潜 热 (kJ/kg)
氯化钙	CaCl ₂ ·6H ₂ O	29~39	174.2
碳酸钙	CaCO ₃ ·10H ₂ O	31~36	268.0
磷酸氢钙	Na ₂ HPO ₄ ·12H ₂ O	36~48	265.9
硝酸钙	Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O	40~42	209.8
硫酸钠	Na ₂ SO ₄ ·5H ₂ O	31~32	242.4
硫代硫酸钠	Na ₂ SO ₃ ·5H ₂ O	49~52	209.8

① 引自:田中:集热器、蓄热装置及热交换装置,太阳热利用の冷・暖房,给湯システムとその装置设备の技術課題,(昭 49-3),产业技术交流会。

表 3.3-24 水合盐的共晶混合物^①特性

物质名称(质量分数,%)	熔点 (°C)	熔化热 (kJ/kg)
CaCl ₂ , Ca(NO ₃) ₂ , H ₂ O(27, 23, 40)	13	
CaCl ₂ , MgCl ₂ , H ₂ O(41, 10, 49)	32	174.6(实验值)
CaCl ₂ , KCl, NaCl, H ₂ O(48, 0.43, 0.4, 47.3)	75	
Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O, Zn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O(45, 55)	22	128.8(计算值)
Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O, Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O(67-73)	68	136.1(计算值)
Ca(NO ₃) ₂ ·4H ₂ O, Al(NO ₃) ₃ ·9H ₂ O(72-28)	53	134.8(计算值)
Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O, Al(NO ₃) ₃ ·9H ₂ O(53-47)	61	148.2(计算值)
Mg(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O, Zn(NO ₃) ₂ ·6H ₂ O(18-82)	32	130.2(计算值)

① 引自:K. Kaufman, L. Gruttest, Congruently Melting Materials for Thermal Energy Storage, Report No. NCEMP-20 National Center for Energy Management and Power, University of Pennsylvania.

表 3.3-25 共晶盐特性^①

共晶混合物	熔点 (实验值, K)	密度 (g/cm ³)	熔化热 (kcal/克分子) ^②
KCl-KNO ₃	320	1.78	3.56
NaCl-NaNO ₃	297	1.93	3.42
CaCl ₂ -LiNO ₃	268	1.87	3.9
KCl-LiCl-PbCl ₂	325	2.1	4.1
BaCl ₂ -KCl-LiCl	337	1.6	3.78
KBr-NaBr-PbBr ₂	309	3.87	4.8
KBr-LiCl-PbBr ₂	323	2.4	3.98
KF-NaF-KNO ₃	298	1.77	3.43
NaCl-NaNO ₃ -Na ₂ SO ₄	287	1.88	3.45
KBr-KCl-LiBr-LiCl	357	1.95	3.78

① 引自:新エネルギー技术研究开发计划,(昭和 49-1),日本产业技术振兴协会。

② 1cal=4.1868J。

3.2 化学储能

无论是显热蓄热,还是潜热蓄热,都必须绝热保温。但要做到完全绝热相当困难,况且绝热性能随时间下降,蓄热温度也下降,蓄存的热量会逐渐散失。因此蓄热时间要求长,蓄热温度要求高,难度更大。为此,人们提出用化学反应的方法把热能转变成化学能来储存。化学反应蓄热是一种长时间,甚至是半永久性的蓄热储能方法。

作为蓄热的化学反应,一般可表示为



或



当物质 A 和 B 在某一温度下吸热后,反应向左方进行,生成 C 和 D,这是蓄热过程;待需要热能时,使 C 和 D 逆向进行反应,此时放热,并还原成 A 和 B。

反应生成物的储存可分两种情况。如逆反应须有触媒,否则不能进行的情况,反应生成物 C 和 D 就可在常温下混合储存,如逆反应无须触媒就能进行,则 C 和 D 必须分开储存,但在储存期间无须绝热。可见,化学反应蓄热时间长,且长短可按需要来确定。

有许多化学反应,其反应生成物两者或其中之一为气体,这样就可利用管道把生成的气体输送到需要热能的地方,然后在那里进行逆反应重新获取热能。因此,化学反应蓄热也成为一种热输送的手段。

化学反应蓄热密度大,尽管各个反应伴随的能量变化有所不同,但大体上每千克在 1000J 的水平上,这要比显热蓄热蓄热密度大得多。

3.2.1 蓄热用的化学反应条件的选择

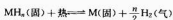
作为蓄热用的化学反应必须根据下列条件仔细加以选择:

- (1) 吸热反应必须在比热源温度低的情况下进行。
- (2) 放热反应必须在比所需要温度高的情况下进行。
- (3) 反应热要大。
- (4) 反应生成物的体积要小。
- (5) 反应必须是完全可逆的,且没有副反应。
- (6) 反应必须十分迅速。
- (7) 如逆反应无须触媒,反应生成物必须是易于分离且能稳定储存的。
- (8) 反应物和生成物要无毒性、无腐蚀性、无可燃性等。

显然,要选择能满足上述全部条件的化学反应是很困难的,但在这些条件中,可逆性和反应速度,特别是可逆性是最主要的。因为可逆性好的化学反应非常少。目前,化学反应蓄热实用尚有一段距离,深入的实验研究仍在进行之中。

3.2.2 热分解反应

吸热分解反应的生成物,如果是不同的两相且容易分离,则这种反应作为蓄热反应是很有用的,因为生成物的分离就好比在显热、潜热蓄热中起了一个绝热作用。在这类反应中,引人注目的是金属氢化物的热分解反应。这是把储氢的方法转用于储存热量。用这种方法,热量储存时间可达一个季度以上。许多金属在适当的压力下可与氢气发生反应生成金属氢化物,其反应式为



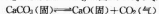
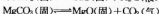
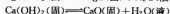
式中: M 为金属; MH 为金属氢化物,除碱金属之外,其余金属的氢化物在通常实验条件下为粉末状固体。

用于融化道路积雪的反应为

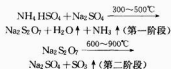


该反应在大约 40℃ 的热水加热下,氢化钛铁分解,并放出平衡压力约为 3 个大气压的氢气。加热温度越高,放出的氢气压力越高,而用太阳能平板集热器就能得到 60~80℃ 的热水,氢化钛铁可在这样的温度下太阳能的热量分解,从而得到 7~8 个大气压的氢气。当用 5 个大气压的高压氢气充填钛铁时,就能放出温度为 40℃ 的热量,1kg 的钛铁可储存约 180kJ 的热量。

还有一些固体的热分解反应比较单纯,生成的气体易于分离,这些反应有



其中,硫酸铵的热分解反应用于太阳能的化学储存具有十分优良的特性:①熔变、相变和储能密度很大;②3 种分解产物全能在室温和适当的压力下液化储存,且根据需要,反应产物可以随时发生逆反应,放出高温为 450℃ 左右的热能;③没有其他副反应,可使循环过程长久下去;④硫酸铵价格便宜、来源充分、熔点较低(144℃),在管内能用泵输送。因此,这是一个很有吸引力的反应系统,其反应方程式为

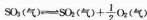


3.2.3 催化反应

吸热反应的生成物所获得的热量,只有在催化剂的作用下通过逆反应才能重新释放出来,生成物在低温下是稳定的,且可传送到很远的地方。催化反应中,现已研究较多的是



这是一种气体重整反应,从右向左的放热反应是在 350~700℃ 下进行的。在室温下,每克分子的天然气可蓄存 208.5kJ 的热量。这个反应不仅被用来蓄热,更重要的是用来输送热能。因为吸热反应的生成物可在常温下用管道或其他办法输送到需要热能的地方,在那里进行放热反应获取热量。而放热反应的生成物又通过管道等方法送回热源。这样,反应物质不断循环,构成闭合系统,因此被称为“化学热管”。这类反应还有



该反应在 900℃ 以上是吸热反应,在 500℃ 为放热反应。反应生成物 SO_2 在 -10℃ 时为液体,因此可以液化储存,氧气也可加压储存。

3.3 浓度差蓄热

浓度差蓄热也可以说是潜热蓄热,它是利用溶液的浓度变化来蓄存热量的一种储能方法。我们知道,溶液浓度的变化(浓缩或稀释)总是与吸热或放热分不开的。以 $CaCl_2$ 水溶液为例,它受太阳能或其他热能加热之后,水蒸气散失,溶液浓缩,浓缩后的溶液即储存了热量,具有做功的能力,这就是浓缩、吸热过程。相反,在一定的条件下,浓溶液的吸热水蒸气后,浓度稀释,此时放出热量,溶液温度升高,这就是稀释、放热过程。

图 3.3-53 所示为浓度差蓄热原理示意图。图 3.3-44 所示为纯水与溶液的 $p-T$ 图。图 3.3-53 中,假定 A 为纯水, B 为吸水能力较强的溶液,且它们的饱和蒸汽压力曲线分别为图 3.3-54 中的 x, x' 。A 与 B 通过连通管连接。如果加热 A,水蒸气向 B 侧移动,水溶液吸收水蒸气的潜热后温度升高,溶液稀释。该热量被流动于盘管内的介质带走,作热源用。如果加热 B,水蒸气向 A 侧移动,稀溶液浓缩,重新蓄存热能,重复做功能力。当 A、B 处于平衡状态时,在同一压力下,水溶液的沸点总是高于纯水的沸点,设升高 ΔT_0 。从蓄热角度而言, ΔT_0 越大越好,由图可知,对同一溶液,浓度越高, ΔT_0 越大。因此, ΔT_0 这个数值,对选择介质尤为重要。

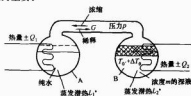
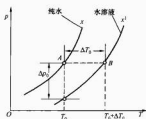


图 3.3-53 浓度差蓄热原理示意图

用于浓度差蓄热的物质很多,常用的有氯化锂、氯化钙、氯化钾、氢氧化钠、硫酸、盐氨、五水硫酸钠、硫

图3-54 纯水和溶液液的 $p-T$ 图

酸、硝酸等水溶液，其中以氢氧化钠、硫酸水溶液的 ΔT_0 最高（约 100°C ），但缺点是它们对金属材料的腐蚀性强。

浓度差蓄热有如下优点：

(1) 能灵活机动地利用各能源。不仅可利用太阳能，而且可利用地热、废热等各种能源。特别是周期性的、无条件供热机使用的热源。采用蒸发、冷冻等方法，旨在使稀溶液浓缩，这时热量就被储存在浓溶液中。而当需要供热时，只要提供可使浓溶液吸收的水蒸气即可使浓溶液稀释放出热量。由于系统内呈真空状态，水的沸点较低，因此河水、大气等定温、大容量热源均可作为产生蒸汽的能源，从而可进行能源的综合利用。

(2) 能进行多种用途的使用。浓度差蓄热的吸热方式是通过吸收锅炉以蒸汽形式供能，可用于采暖、空调、干燥、海水淡化等方面，还可以通过多级吸收锅炉产生较高压力的蒸汽。以氯化钙为例，其水溶液通过三级吸收锅炉后即可产生 200°C ， $16\text{kg}/(\text{cm}^2 \cdot \text{g})$ 的蒸汽，供发电或蒸汽推进用。

(3) 蓄热密度大。若 1kg 浓溶液吸收 1kg 水蒸气，则 1kg 浓溶液可蓄热 2512kJ 左右。若扩大浓度差，同时采用 ΔT_0 更大的蓄热物质，则 1kg 浓溶液最大可蓄热 4186.8kJ 。这个数值约为石油发热量的 $1/10 \sim 1/15$ ，因而可认为这是一种发热值与石油相当，而容积相当于石油 $10 \sim 15$ 倍的燃料。它与常用的蓄热物质相比，蓄热密度约大 $10 \sim 20$ 倍。

(4) 能量损失小。由于以化学结合的状态储存能量，因而能放置较长时间，且不需绝热措施，能量损失小。

(5) 输送方便。可通过泵来输送，分配方便、使用灵活。

浓度差蓄热储能的缺点是系统较为复杂，现已采用的物质有较强的腐蚀性。

储存太阳能的方式很多，除了前述的各种蓄热储能之外，还有利用高速旋转飞轮惯性的飞轮储能、化学蓄电池储能、压缩空气储能、超导储能等，可参阅其他篇章。

第4章 太阳热发电系统

太阳热发电,是指用聚光集热装置把太阳能聚集起来加热某种工质,从而驱动热机并带动发电机来发电。它的能量转换过程首先是将太阳辐射能转换成热能,而后热能转换为机械能,最后再由机械能转换为电能。整个系统效率也将由这三部分所组成。因采用的聚光集热方式不同,主流的太阳热发电系统有三种,即采用线聚焦抛物面镜的太阳槽式热发电系统、采用众多定日镜阵列的太阳能塔式热发电系统和采用点聚焦旋转抛物面镜的太阳能碟式热发电系统。此外,还有诸如利用含盐的池水在阳光的照射下产生不同的温度梯度来发电的太阳能池发电,以及利用太阳能加热形成空气密度差来发电的太阳能烟囱发电等。

典型的太阳能热发电系统由聚光集热系统、热传输系统、蓄热与热交换系统以及发电系统组成,如图 3.4-1 所示。

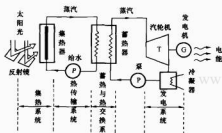


图 3.4-1 太阳能热发电系统的组成

1 槽式太阳能热发电系统

1.1 工作原理及系统组成

槽式热发电系统是当前已被证明的最为成熟的太阳热发电技术。这主要是由于美国 9 个大型商业规模的太阳热发电厂已经运营至今。从 1984 年起,在加利福尼亚州(加州)莫罕夫(Mojave)沙漠第一个电厂开始发电,这些每天运营的电厂,其功率范围在 14~80MW,总的电力装机容量达到 354MW。可观规模的槽式聚光集热系统可提供足够的热能,用来为朗肯蒸汽循环轮机/发电机发电。

图 3.4-2 所示为槽式热发电系统的工作原理图。槽式热发电系统是利用线聚焦的槽形抛物面聚光集热技术,以太阳辐射能作为一次能源的中压、朗肯循环蒸汽发电系统。如图 3.4-3 所示,通过槽形抛物面反射镜将太阳光聚焦到位于抛物线焦点的吸热器(集热管)对传热工质加热,或直接形成蒸汽汇集到汽轮机[见图 3.4-2(a)],或汇集到热交换器,再把热量传递给汽轮机回路中的工质来发电。这种太阳热发电系统的聚光集热子系统是由许许多多分散布置的槽形抛物面镜聚光集热器串、并联组成,容量可大可小。

槽形抛物面镜聚光集热器是一种线聚焦集热器,其聚光比点聚焦的塔式系统低得多,且称为集热管的吸热器,其散

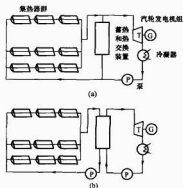


图 3.4-2 槽式太阳能热发电系统原理图

(a) 单回路系统; (b) 双回路系统

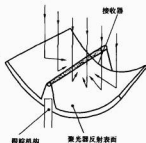


图 3.4-3 槽形抛物面聚光原理图

热面积也较大,因而集热管所能达到的工质温度一般不超过 400℃,属中温、分散型系统。这种系统具有模块化结构,不像塔式系统只有相当容量规模才有较好的技术经济性,其系统组成聚光集热等装置全都布置在地面上,安装和维护比较方便。特别地,全部聚光集热器可同步跟踪,从而使控制成本大为降低。但槽式热发电系统的主要缺点是能量聚集过程还要多用管道和泵,故致使热输送管路比塔式系统复杂,输热损失和流阻损失也较大。

槽式热发电系统兴起初期,电厂被设计成以太阳能为主要能源来生产电力。当有足够的太阳能输入时,利用太阳能,电厂能满功率运行。如在夏季,在全功率电力输出的情况下,电厂每天能运行 10~12h。这样的系统中,不可或缺的是蓄热容量足够的储能子系统,因此带来系统造价增大和运行的麻烦。后来,所有电厂均改进为混合型的太阳能/化石燃料(天然气等)电厂。这意味着,在太阳能辐射较低时,电厂就用备份的化石燃料生产电力,以补充太阳能输出不足。在图 3.4-4 所示的系统中,选择以天然气再热器与太阳能再热器并列安装,也可选择天然气蒸汽蒸发器/再加热器与太阳能热交换器并列安装。在多云和夜晚时,化石燃料备份能用于提供及时电力输出。

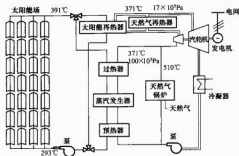


图 3.4-4 太阳能/天然气混合型电厂

1.2 典型槽式热发电系统

槽式太阳能热发电系统的研究开发方面, 20 世纪 70 年代末至 80 年代初, 美国、西欧、以色列和日本等国都做了很多工作, 取得了较大进展。特别是美国与以色列联合的鲁兹 (LUZ) 公司于 1980 年开始研发槽式线聚焦系统, 并用 5 年时间实现了产品化, 可生产 14~80MW 的系列化发电装置。同时, 该公司于 1985~1991 年间先后在美国加利福尼亚州南部的 Mojave 沙漠地区建成了 9 座大型商业性槽式抛物面镜线聚焦太阳热发电系统, 这也是迄今为止最具代表性的太阳热发电系统。表 3.4-1 给出了美国加州这 9 座电站的技术参数和运行性能。图 3.4-5 所示为建在 Kramer Junction 的 5×30MW 太阳能热发电系统。



图 3.4-5 美国加州 Kramer Junction 的 5×30MW 太阳能热发电系统

图 3.4-6 所示为太阳能热发电系统的槽形抛物面镜聚光集热装置。

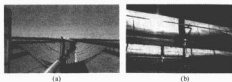


图 3.4-6 太阳能热发电系统用的槽形抛物面镜聚光集热装置 (a) 侧视图; (b) 主视图

表 3.4-1 美国 9 座槽式太阳能热发电系统技术参数与运行特性

项 目	系统 I	系统 II	系统 III	系统 IV	系统 V	系统 VI	系统 VII	系统 VIII	系统 IX
站 址 (均在加州)	Daggett	Daggett	Kramer Junction	Kramer Junction	Kramer Junction	Kramer Junction	Kramer Junction	Harper Lake	Harper Lake
投运年份	1985	1986	1987	1987	1988	1989	1989	1990	1991
额定电功率(MW)	13.8	30	30	30	30	30	30	80	80
集热面积(10⁴ m²)	8.296	18.899	23.030	23.030	25.055	18.800	19.428	46.434	48.396
介质入口温度(°C)	240	231	248	248	248	293	293	293	293
介质出口温度(°C)	307	316	349	349	349	391	391	391	391
蒸汽参数 (°C/MPa)	太阳能		327/43	327/43	327/43	371/100	371/100	371/100	371/100
	天然气	417/37×10⁵	510/105×10⁵	510/105×10⁵	510/105×10⁵	510/105×10⁵	510/105×10⁵	371/100×10⁵	371/100×10⁵
汽轮机循环效率	太阳能	31.5 ^D	29.4	30.6	30.6	37.5	37.5	37.6	37.6
	天然气		37.3	37.4	37.4	39.5	39.5	37.6	37.6
汽轮机循环方式	无再热	无再热	无再热	无再热	无再热	再热	再热	再热	再热
镜场光学效率(%)	71	71	73	73	73	76	76	80	80
从太阳到电能的 年平均转换效率(%)			11.5	11.5	11.5	13.6	13.6	13.6	
年发电量(GWh)	30.1	80.5	92.78	92.78	91.82	90.85	92.65	252.75	256.13

注 1. 1996 年建成时为 233 120m²。

2. 按太阳中辐射能量计。

① 包括天然气过热。

图 3.4-6 所示的太阳能热发电系统 (SEGS) 所用的槽形抛物面镜聚光集热装置是太阳能场的基本部分。每个这种太阳能接收器, 由抛物面反射镜、真空集热管和跟踪机构三大关键部件所组成。鲁兹公司先后开发了三种太阳能集热装置。反射镜都采用低铁耐热玻璃制成, 背面镀银再涂以几层保护层, 在特殊的结构中采用精确的抛物线模具加热成型。镜片用高强度黏结剂黏附在支架的托盘上。LS-1 和 LS-2 集热管元件由铬黑涂

层的不锈钢管和抽真空的玻璃外套管构成, 铬黑表面的吸收率为 0.94, 在 300°C 时反射率为 0.24。LS-3 则采用不锈钢管外表面涂覆有光谱选择性的吸收涂层, 其太阳光吸收率达 0.96, 而在 350°C 时的反射率为 0.19, 明显优于铬黑。玻璃套管上有双层减反射膜, 太阳光透过率为 0.965。不锈钢管与玻璃套管之间抽成 0.001 8Pa 真空, 并用可代合金及不锈钢波纹管封接, 保证夹层真空密封, 以降低在高温运行下的热损失, 且保护涂

层不被氧化。夹层中并装有吸气剂,使真空得以长期保持。集热装置中的载热工质采用一种合成油,并加有防冻剂,具有热容量大和凝固点低等特点,其跟踪方式是采用单独跟踪,启动运行时,由一个轴编码器确定集热装置绕轴的初始位置,定位系统的设计精度为 0.1° 。然后,通过太阳辐射传感器闭环跟踪系统使集热装置对准太阳,以使阳光线聚焦到集热管上。反射镜架结构和驱动系统能保证在小于 9m/s 的风速下有正常的跟踪精度,而在 20m/s 的风速下可保证在某个较低精度下运行。

太阳能集热器的控制系统由中央控制室的场地监控装置和每个集热器组合单元的微处理器组成。场地监控装置监测日照、风速和传热流体的流动状态参数,并传送给所有集热器的微处理器。从太阳能集热器输出的热流体经过热交换器,产生过热高压蒸汽进入汽轮机。在系统中还包括一个并联的天然汽锅炉,用以补充太阳能的不足,维持汽轮机满容量运行,并提供峰值输出。由于锅炉系统产生的蒸汽压力与太阳能系统相同,因此汽轮机用同一常规入口。

如表 3.4-1 所列,美国这 9 座槽式电站的总容量为 354MW ,年发电量为 10.8 亿 kWh 。其中,SEGS I 为 14MW ,SEGS II~SEGS VII 各为 30MW ,SEGS VIII 和 SEGS IX 各为 80MW 。它们均与南加州爱迪生电力公司联网。

随着技术和运行经验的不断提高,其系统效率已由初始的 11.5% 提高到 13.6% ,系统造价已由 5976 美元/ kW 下降到 3011 美元/ kW ,而发电成本已由 26.3 美分/ kWh 下降到 12 美分/ kWh 。

1.3 槽式系统的设计要点

1.3.1 抛物面反射镜集热器

抛物面反射镜集热器是槽式太阳热发电系统中最重要的部件,其基本几何形状如图 3.4-7 所示,其光学表面产生清晰的焦线像,像宽度由轴上比例像差所决定。沿反射镜长度方向倾斜(ϕ)的人射光线会聚于焦线上,而东西向排列的抛物面柱在白天的所有时间内都能将太阳光聚焦在吸收器(集热管)上。

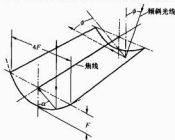


图 3.4-7 抛物面反射镜集热器的基本几何形状

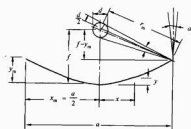


图 3.4-8 抛物面反射镜——圆柱形吸热器

槽式抛物面反射镜集热器的吸收器为圆柱管,管截面积如图 3.4-8 所示,反射镜和吸收器长度均为 L ,求其最大聚光比 C_{\max} 得

$$C = \frac{A_c}{A_r} = \frac{aL}{\pi dL} = \frac{a}{\pi d}$$

$$\sin \frac{\alpha}{2} = \frac{d/2}{r_m} = d / 2r_m$$

$$r_m = \sqrt{(f - y_m)^2 + x_m^2}$$

原点在顶点的抛物线方程为

$$x^2 = 4fy$$

$$\text{故有 } r_m = \sqrt{(f - y_m)^2 + 4fy_m} = \sqrt{(f + y_m)^2} = (f + y_m)$$

$$= f + \frac{x_m^2}{4f} = f + \frac{1}{4f} \left(\frac{nf}{2} \right)^2 = f \left(1 + \frac{n^2}{16} \right)$$

$$n = \frac{a}{f} = \frac{2x_m}{f}$$

$$\text{从而得 } C = \frac{a}{\pi d} = \frac{nf}{\pi \left[r_m \left(2 \sin \frac{\alpha}{2} \right) \right]}$$

$$= \frac{nf}{\pi \left[f \left(1 + \frac{n^2}{16} \right) \left(2 \sin \frac{\alpha}{2} \right) \right]} = \frac{107.3n}{\pi \left(1 + \frac{n^2}{16} \right)}$$

故,当 $n \leq 1$ 时, $C = 34.2n$

由最大聚光比满足 $\frac{dC}{dn} = 0$ 时, $n = 4$ (取正值),故

$$C_{\max} = \frac{n}{\pi \left(1 + \frac{n^2}{16} \right) \left(2 \sin \frac{\alpha}{2} \right)} \approx 68.3$$

当抛物面镜开口宽度确定时,可求得最佳口径比,即开口宽度与焦距之比 (参见本篇第 3 章聚光比)。

另外,为使反射镜对应于太阳的运行而转动,从而有效地利用太阳能,跟踪机构通常采用的方式有:①预先计算,存储设置地点的太阳运行规律,然后依据设计的程序跟踪太阳;②用传感器跟踪太阳;③用同步电动机等,使反射镜在一定的时间内转动一定的角度来跟踪太阳等。

抛物面聚光集热器的热平衡可表示为

$$Q_c = F [I_0 E_m G(g, a) - U_L A_L (T_m - T_a)]$$

式中: Q_c 为能够由集热器取得的能量, kW ; F 为集热器效率系数; I_0 为直接太阳辐射量, kW/m^2 ; E_m 为开口面积 m^2 ; $G(g, a)$ 为人射到吸收体的太阳能的概率分布函数,它与聚光方式以及吸收体的形状、大小有关; r 为跟踪机构的跟踪精度; U_L 为吸收体在平均温度时的总损耗系数, kW/m^2 ; A_L 为吸收体的表面积, m^2 ; T_m 为吸收体的平均温度, $^\circ\text{C}$; T_a 为环境温度, $^\circ\text{C}$; a 为吸收体的吸收率。

表 3.4-2 给出了各种集热方式时 $G(g, a)$ 的关系。

表 3.4-2 吸热体上收集的太阳能的概率分布函数

项 目	扁平形吸热体	球形吸热体	平板形线状吸热体	管状吸热体	平板集热器
概率分布函数 $G(g, a)$	$1 - e^{-a/g}$		平均值为 0, 标准偏差为 g , 分布在 $-a/2 \sim +a/2$ 区间内的正态分布函数		1
a	圆形面积	球的截面积	宽度	直径	—

图 3.4-9 所示为槽形抛物面镜集热器的集热特性。反射镜的开口面积为 $2.7\text{m} \times 3.7\text{m}$ ($\approx 10\text{m}^2$), 镜缘角为 90° 。此外,反射镜的反射率为 $0.7 \sim 0.8$, 玻璃管的透射率为 $0.9 \sim 0.925$,

直接太阳辐射量为 $0.914 \sim 1.0 \text{ kW/m}^2$ ，具有选择吸收面的管状吸收体的吸收率为 $0.95 \sim 0.97$ ，该吸收体在 300°C 时的辐射率为 0.25 ，风速为 4.5 m/s 。图 3.4-10 所示则为上述条件下集热器效率与管状吸收体 ($\phi 25.4 \text{ mm}$) 对几何焦距位置上误差的关系。

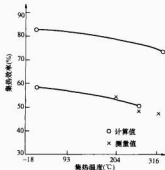


图 3.4-9 槽形抛物面镜集热器的集热特性

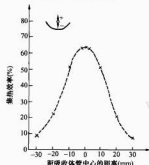


图 3.4-10 集热器的吸热效率特性

表 3.4-3 给出了 5 种槽式太阳能收集器的特征数据，可供设计新的槽式发电系统时参考。

表 3.4-3 5 种槽式太阳能收集器的特征数据

收集器	Acurex 3001	M. A. N M480	Luz LS-1	Luz LS-2	Luz LS-3
年份	1981	1984	1984	1985	1988
面积 (m^2)	34	80	128	235	545
孔径 (m)	1.8	2.4	2.5	5	5.7
长度 (m)	20	38	50	48	99
集热器半径 (m)	0.051	0.058	0.042	0.07	0.07
聚光率	36 ± 1	41 ± 1	61 ± 1	71 ± 1	82 ± 1
光学效率 (%)	0.77	0.77	0.734	0.737	0.76
集热器吸收率 (%)	0.98	0.96	0.94	0.94	0.99
镜子反射率 (%)	0.93	0.93	0.94	0.94	0.94
集热器输出 (%)	0.27	0.17	0.3	0.24	0.19
温度 ($^\circ\text{C}$)			300/572	0	350
运行温度 ($^\circ\text{C}$)	295	307	307	390	390

1.3.2 热传输系统

要组成好的热传输系统，设计时必须注意：①使输热管道的热损耗为最小；②使输送传热介质所需要的泵功率为最小；③使热量的输送成本为最低等。

槽式发电系统属分散型发电系统，它通常是将许多单元化的集热器串、并联而组成的集热器阵列。因此加长了将各个集热器收集起来的热能输送给蓄热系统所需的输热管道，热损耗也有所增加。该发电系统的传热介质，通常采用工作温度下为液体的加压水、有机介质、液态金属和气体，以及形成两相状态的液体。

流经输热管道的传热介质若是单相液体，则单位时间输送的热量 Q 为

$$Q = c_p \rho v \frac{\pi D^2}{4} \Delta t$$

式中： c_p 为传热介质的比热容； ρ 为密度； v 为平均流速； D 为管子直径； Δt 为温度差。

管道内的压力降 Δp 可表示为

$$\Delta p = f \frac{L}{D} \times \frac{\rho v^2}{2}$$

式中： L 为管子长度； f 为摩擦系数。

泵的功率 P 为

$$P = v \left(\frac{\pi D^2}{4} \right) \Delta p$$

该值又可表示为

$$P = \frac{8}{\pi^2} \times \left(\frac{Q}{c_p \Delta t} \right)^3 \times \frac{fL}{\rho^2 D^5}$$

输热管道的热损耗 Q_L 为

$$Q_L = \Delta T \frac{2\pi KL}{\ln \left(\frac{R_2}{R_1} \right)}$$

式中： K 为绝热材料的传热系数； R_1 为绝热材料的内径； R_2 为绝热材料的外径。

图 3.4-11 所示为集热器按东西方向布置的分散型发电系统的组成。该系统以水为传热介质，而集热器的管状吸热体采用了热管。各个集热器都有自己的热交换器。图 3.4-12 所示为该系统的输热特性。这里，绝热材料的传热系数为 0.02 ，以及 $0.2 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$ ，并且是在以下三种情况下求得：

- (1) 只有太阳辐射时发电（但管道在 24h 之内恒定地保持在 270°C ）。
- (2) 配有蓄热装置，24h 内都以一定的输出功率发电。
- (3) 没有蓄热装置，只有在有太阳辐射时发电。

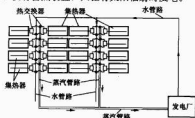


图 3.4-11 分散型发电系统的组成

图 3.4-13 所示为各种绝热材料在不同温度下的热导率。图 3.4-14 所示则为作了绝热处理的输热管断面。

将集热管收集的太阳能迅速地往主蓄热系统或辅助蓄热系统送时，可采用热管。热管是利用毛细现象和蒸汽压力差来实现输送热量的部件，其工作原理为：在加热端（集

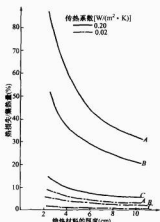


图 3.4-12 分散型发电系统的
输热特性

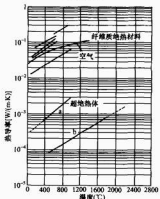


图 3.4-13 绝热材料在
不同温度下的导热率



图 3.4-14 输热管断面

热器的吸收体部分) 蒸发的工作流体, 由于压力差引起蒸汽移动而被送至冷却端(蓄热分系统部分), 这里工作流体释放热量之后凝结起来, 而凝结了的工作流体在毛细现象的作用下送至加热端。热管以汽化潜热的形式输送热量移动蒸汽的驱动, 是由于加热端的温度高于冷却端的温度而产生了蒸汽压力差, 因此它具有比使用单一金属时大得多的优点, 而且结构和材料的选择范围也较广, 能够输送温度范围较大(200~2000℃)的热能。利用毛细现象可以省去泵之类的可动部分, 从而系统将简单化和轻量化。依使用温度的不同, 工作流体可用氨水、水、钎、钾、钠等。图 3.4-15 所示为热管的结构。因为热管通常具有双向性, 所以若使用热管,

则应设计成单向性热管, 从而使反方向的热传输控制到最低限度, 同时正、反方向的热传输比以 1/200 为宜。

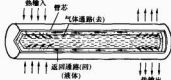


图 3.4-15 热管的结构

1.3.3 整体太阳能联合循环系统 (ISCCS)

槽式发电系统中, 当然蓄热交换系统也是必需的。为了使白天吸收了的变化不定的太阳辐射以一定的热能供给发电系统, 以便在不能利用太阳辐射量的日落后和阴雨天时释放出热能发电, 蓄热交换系统是不可缺的; 完全用太阳能来发电, 其所需的储能系统相当庞大, 但在技术上完全可行, 经济上也合算。

整体太阳能联合循环系统 (ISCCS) 是最新设计概念, 它是将槽式系统与天然气涡轮联合循环电石整合设计, 从而提供了一个革新方法以减少费用, 并全面改进了太阳热发电系统的效率。ISCCS 流程如图 3.4-16 所示。在 ISCCS 中, 用太阳能热量来补充汽轮机的废热, 在朗肯底层循环增加电力产生。在这样的设计中, 太阳能用于生产额外的蒸汽, 汽轮机废热则用于预热和产生过热蒸汽。大多数设计着眼于把蒸汽轮机的尺寸增加 100%。在已经建成的联合循环电厂中, ISCCS 设计超过了以太阳能为主、化石燃料为辅的混合型太阳能化石燃料电厂, 更为人看好。

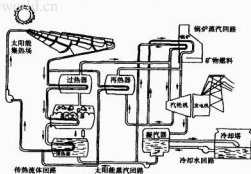


图 3.4-16 整体太阳能联合循环系统流程

美国现有的太阳能热发电系统 (SEGS) 电厂都是太阳能、化石燃料混合设计的。SEGS 的经验清楚地说明, 电厂的混合设计是项目成功运作的基本条件。ISCCS 设计在太阳能电厂和联合循环电厂中具有大量潜在的优势。太阳能电厂获益是因为增加联合循环蒸汽轮机的容量所增加的成本, 明显小于兴建一完全独立的电厂所需的费用。运行维护费用减少, 是因为传统电厂必有一部分运行维护费用被联合循环成本涵盖。同时, 太阳能的净平均电转换效率也得到提高。这是因为太阳能输入并不因等待汽轮机启动而损失, 而且汽轮机在 50% 或以上的负荷下运行, 也使得平均汽轮机效率很高。图 3.4-17 所示为 80MW 太阳能增强 ISCCS 电厂的度电成本 (LEC) 指标与仅用太阳能的 SEGS 和传统混合 SEGS 的比较。

另外, 在太阳能资源较丰富的地区, 如果建有燃煤电

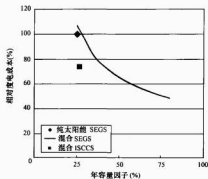


图 3.4-17 混合电站对 LEC 的影响

厂，则槽式发电系统能与燃煤电厂进行整合。这样既能减少煤的消耗，又能增加太阳能峰值，很像上述 ISCCS 具有的属性。由于燃煤电厂使用具有较高温度和压力的蒸汽，因此太阳能蒸汽可用于中间阶段或低压力涡轮机。

1.3.4 土地、水和对环境的影响

槽式发电系统设计中，必须考虑到土地占用、冷却和冲洗镜面用水和对环境的影响问题。

(1) 土地占用问题。槽式系统电厂要求占用大量的土地，而且这些土地不能同时用于其他用途。从目前的技术水平来看，槽式系统所用土地单位面积的年电力生产能力约为 100kWh。电厂选址可考虑设在太阳能资源丰富的荒漠地区，不占用工农业用地，但要有水源，因此这往往是矛盾的；另一个办法是使用边缘的小块土地和休耕地土地替代，以减少使用正规的土地。

(2) 用水问题。在适合建造槽式电厂的边远地区，水的可获得性应予以重视。对于槽式发电系统，大约 90% 的水耗费于冷却塔。这部分水的消耗与产生相同，水平电力的朗肯循环电厂效率降低 10% 以上。从蒸汽循环、液化器和冷却塔流出的废水，由于高的矿物含量或添加的化学物质，需送到蒸发池，故也需要用水。另外，发展一个高效且各成本合适的方式来探测镜子的反射性和冲洗镜子也十分关键。不同季节，由于尘土率不同，因此就有一个弹性的工作流程。例如，在夏季，尘土率每天可达到 0.5%。考虑这些因素后，运行和维护流程可设计为几种方式，如暴雨冲洗、直接高压水振动喷淋。所有方法都力求省水而效果好。定期的镜反射探测为冲洗镜面而提供有价值的质量控制手段，并助于节水。

(3) 对环境的影响问题。总体而言，槽式太阳热发电系统对环境不产生什么影响。深入地看，当前槽式系统所采用的热交换液 (m Monsanto Therminol VP-1) 是芳香的联苯 biphenyl-diphenyl 氯化物。按美国标准，这种导热油被分类为无害物，但也有认为有害的。当导热油溢出时，被污染的土壤可被运到利用生物降解的设备中，使用土壤中天生的细菌，以生物方式分解此油，直到热交换液减少到可接受的水平。除了液体的溢出，在电站运行期间，有一部分热交换液蒸汽从阀门封闭和泵的封口溢出。虽然这种蒸汽溢出现象经常发生，但溢出是在可允许的范围内。槽式发电系统事实上减少了高成本的循环化石燃料电厂运行所产生的污染。

1.3.5 电厂的规模

对槽式发电系统而言，增加电厂规模是减少太阳能发电成本的一个最简便的方法。美国有关研究显示，加倍电厂规

模可以减少大约 12%~14% 的投资成本。图 3.4-18 所示为电厂规模对一般运行维护费用的影响。由图看出，仅靠增加电厂规模即可降低 60% 以上的太阳能电厂平均发电量的成本。该成本的减少一般来源于三个方面：① 对大电厂增加太阳能接收器的容量，使得制造单位平方米接收器的成本下降；② 电厂扩大两倍，而电厂的建设费用并不扩大两倍；③ 对大电厂而言，以每千瓦为基准的运行维护成本下降。例如，运行一个 10MW 的电厂与运行一个 400MW 的电厂，其工作人员数目相同，电厂的维护费用将随电厂规模的增大而减少，而其中太阳能收集场的运行维护费用更是随容量规模变化呈线性增减。

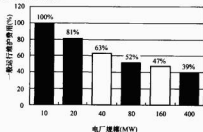


图 3.4-18 电厂规模对一般运行维护费用的影响

2 塔式太阳热发电系统

自 20 世纪 70 年代初，美国休斯顿大学 Alvin Hildebrandt 和 Lorin Vant-Hull 首次提出塔式太阳热发电原理以来，美国一直积极发展这项技术，并在 20 世纪 80 年代，由 Sunlab、Boeing 和 Nexant 合作建成了 10MW 塔式电站 Solar One 和 Solar Two。（见图 3.4-19、图 3.4-20）。此后，德国、瑞士、西班牙、法国、意大利、前苏联和日本也陆续开展这项技术的研究工作，如图 3.4-21 所示。



图 3.4-19 美国 Solar One 塔式太阳热发电站

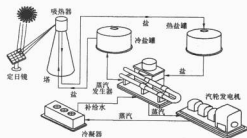


图 3.4-20 美国 Solar Two 塔式聚光热发电站系统构成



图 3.4-21 西班牙 Plataforma Solar de Almería 塔式太阳能热发电站

2.1 系统组成及相关术语

2.1.1 塔式太阳能热发电系统工作原理及系统组成

塔式太阳能热发电系统是利用众多的定日镜阵列，将太阳辐射反射到置于高塔顶部的吸热器上，加热传热工质产生过热蒸汽，用来驱动汽轮机以带动发电机组发电，从而将太阳能转换为电能。

根据传热介质和储热方式的不同，电站的整体拓扑结构存在着差异，从而系统的运行方式和性能特点都有所不同。

目前，世界上在运行的塔式电站主要采用熔盐或水/蒸汽作为传热介质，以吸收聚焦后的太阳能。图 3.4-22~图 3.4-25 所示分别为不同运行模式下的电站结构示意图。

塔式太阳能热发电系统由聚光部分、集热部分、蓄热部分和发电部分四大部分构成。

2.1.1.1 聚光装置

塔式太阳能热发电站的聚光装置是由大量按一定排列方式布置的定日镜阵列组成。显然，电站设计容量越大，则需要的反射镜面积越大，同时，电站占地面积也越大。例如，发电功率为 10MW 的电站，需要的镜场面积约为 80 000m²，而发电功率为 50MW 的电站，所需镜场面积则约为 845 000m²。

定日镜是塔式太阳能热发电站中最基本的光学单元。它由反射镜、框架和跟踪机构三部分组成。一个大型的塔式太阳能电站，通常装有几千面定日镜，同时有很高的聚光比。通常，介质工作温度在 350℃ 以上，所以塔式太阳能热发电系统也称为高温太阳能热发电系统。

2.1.1.2 吸热装置

吸热器是塔式太阳能热发电站的集热装置，它由太阳辐射接收器和高塔组成，工质输送管道布置在塔体内部。按换

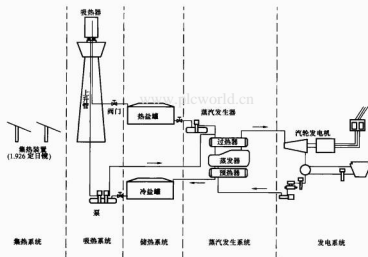


图 3.4-22 美国 10MW Solar Two 熔盐塔式太阳能发电站示意图

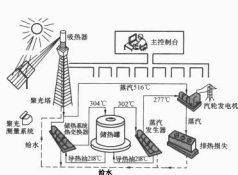


图 3.4-23 美国 10MW Solar One 水/蒸汽塔式太阳能发电站示意图

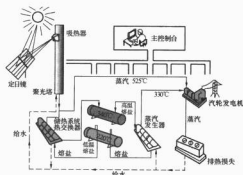


图 3.4-24 西班牙 CESA-I 1.2MW 水/蒸汽塔式太阳能发电站示意图

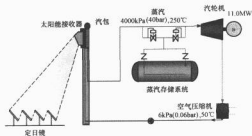


图 3.4-25 西班牙 PS10 11MW 水/蒸汽塔式太阳能热发电站示意图

热工质或外表形式的不同可分为多种类别：按外形可分为腔体式吸热器与柱体式吸热器；按吸热介质的不同可分为空气吸热器、熔盐吸热器、水/蒸汽吸热器等多种；按材料又可分为金属与非金属吸热器。对于熔盐吸热器，由于高温熔盐的腐蚀性和凝固可能性，对大量管道、泵的密封轴承、阀门、压力温度传感器及其他接触设备都存在潜在危险，因此需要对各种可能故障进行分析，并采取相应措施。

塔的高度取决于镜场的规模。电站的设计容量越大，则镜场的规模越大，所需塔的高度也就越高。例如，Solar Two 10MW 电站塔高为 73m，而 50MW 电站塔高约需 150m。

2.1.1.3 蓄热装置

目前，用于太阳能热利用的蓄热装置主要有陶瓷蓄热、沙石导热油蓄热、加压水蓄热以及混合熔盐蓄热等。混合熔盐是经过运行证明的比较理想的蓄热方式，通常为两个不承压的开式蓄热罐：一个为热罐，一个为冷罐。冷罐中的冷盐通过泵送往塔顶的接收器，经太阳能加热至高温，储于热盐罐中。运行时，热盐通过蒸汽发生器加热水变成过热蒸汽，从而驱动汽轮机发电机组发电，而后再返回冷盐罐。通常混合盐的运行工况接近常压，因此接收器不承压，允许采用薄壁不锈钢管制造，从而可以提高传热管的热流密度，减少接收器的外形尺寸，降低接收器的辐射和对流热损失，使接收器具有较高的吸收效率。

2.1.1.4 发电装置

塔式太阳能电站的发电装置与常规火电站基本相同，包括过热器、蒸发器、压力容器汽包、预热器、给水加热器、再热器、循环泵、调温泵、汽包给水管路搅拌器、预热器给水管道循环泵、蒸发器给水管道循环泵等设备。在电站的不同运行模式下，各个设备的相关参数也明显不同。

2.1.2 塔式聚光太阳能热发电系统的相关术语

(1) 定日镜。定日镜是用来反射太阳辐射并将其投射到吸热器表面的部件，其表面一般为非平面。

(2) 定日镜反射面积（ m^2 ）。太阳垂直入射时，反射材料在定日镜上的投影面积。

(3) 定日镜反射率（%）。由标准化实验室测量得到的清洁反射材料对太阳光（340~3000nm）的法向反射率。

(4) 定日镜场效率（%）。定日镜场输出的能量与输入的能量之比即为定日镜场效率。分母为定日镜的数量与定日镜反射面积的乘积，再乘以法向直射辐射；分子则为到达吸热器表面的能量，它是随太阳位置而变化的光学量。

(5) 吸热器。吸热器是吸收太阳辐射并将其转换成热能的设备。

(6) 吸热器采光口。吸热器收集定日镜反射光线的开口称为吸热器采光口。

(7) 吸热器效率（%）。吸热器输出的热量与到达吸热器采光口的热量之比即为吸热器效率。

(8) 吸热器截断因子（%）。由定日镜场反射到吸热器表面的能量与被吸热器采光口接受的能量之比为吸热器截断因子。

(9) 聚光比。定日镜场效率与吸热器截断因子的乘积称为聚光比。

(10) 吸热器工作介质。吸热器的传热流体称为吸热器工作介质。

(11) 储热器。储热器为存储吸热器所吸收热量的容器。在带有辅助能源系统的塔式太阳能电站中，不是必需的。

(12) 储热介质。储热的材料也称为储热介质，其可以与吸热器工作介质相同也可以不同。

(13) 发电设备工作介质。由吸热器或储热器产生的，推动汽轮机工作的流体称为发电设备工作介质。该介质可以与吸热器工作介质相同，也可以不同；可以与储热介质相同，也可以不同。

(14) 太阳倍数。定日镜场的输出功率与电站输出功率的比值称为太阳倍数。

2.2 典型塔式太阳能热发电系统

塔式技术的实验室探索阶段已经结束，目前正在向商业化阶段迈进。全世界目前已有 10 个塔式太阳能热发电试验电站投入运行（见表 3.4-4），但实验数据最丰富的属西班牙阿尔梅里亚的 10MW 塔式电站和美国加利福尼亚州的 Solar Two 电站。

表 3.4-4 世界上已建与在建的塔式太阳能热发电站一览表

名称/安装地点	发电功率 (MW)	传热介质	储热介质	并网时间
Eurelion (意大利)	1.0	水/蒸汽	硝酸盐/水	1980~1984 年
Sunshine (日本)	1.0	水/蒸汽	硝酸盐/水	1981~1984 年
SSPS-CRS (西班牙)	0.5	钠	钠	1981~1985 年
Solar One (美国)	10	水/蒸汽	导热油/沙石	1982~1988 年
CFSA-I (西班牙)	1.2	水/蒸汽	硝酸盐	1983~1984 年
Themis (法国)	2.5	熔盐	熔盐	1983~1986 年
MSFE/CatB (美国)	1.0	熔盐	硝酸盐	1984~1985 年
SPFS (俄国)	5.0	水/蒸汽	水/蒸汽	1985~1989 年
PHOEBUS-TSA (西班牙)	1.0	空气	陶瓷	1992 年至今
Solar Two (美国)	10	熔盐	熔盐	1996~1999 年
PS10 (西班牙)	11	水/蒸汽	蒸汽	2006 年至今

塔式聚光的聚光比一般可以达到 300~1500，其吸热器可以在 500~1500℃ 的温度范围内运行。随着技术的不断发展，系统从光到电的效率由 1995 年 Solar Two 的 7.6% 提高到 2004 年 Solar Tres 的 13.7%。塔式发电系统的成本中，聚光部分占 43%，接受部分占 16%，发电部分则占 13%。系统建造费用由 5976 美元/kW 降低到 3011 美元/kW。目前，太阳资源为每单位面积土地上年电力使用能力为

2940kWh的地区, LEC 大约为 0.15 美元/kWh。

目前, 世界上唯一可以商业化的塔式发电站是西班牙的 PS10 电站, 发电功率为 10MW。该项目正在由 SOLUCAR ENERGIA 公司负责建造。

IEA 指出, 塔式太阳能发电下一步发展的关键技术有三个方面:

- (1) 熔盐工质技术。用硝酸盐作传热工质。
- (2) 开路或闭路的空气加热技术。
- (3) 蒸汽直接产生技术。

2.2.1 塔式太阳能电站的情况介绍

从 1994 年开始, 欧盟 IV、V、VI 框架计划支持了塔式聚光技术的研究, 如 Solgas 计划、Colón Solar 计划等。

图 3.4-26 所示为瑞士 Paul Scherrer 研究所研制的 120m² 定日镜。



图 3.4-26 Paul Scherrer 研究所的 120m² 定日镜

(1) Solgas 计划: 产生工业用蒸汽的塔和定日镜。

位置: Ertisa-Huelva

技术: 定日镜面积 30 000m²

吸热器输出功率: 20MW

太阳能—天然气联合循环 (I. S. C. C.)

定日镜: 450 个单元, 66m²/单元

循环方式: 太阳能、天然气

参加单位: Sodean, Sevillana, EDP, Abengoa,

Ciemat, DLR

欧盟经费来源: APAS 计划

(2) Colón-Solar 计划: 产生电能的塔和定日镜。

位置: Cristóbal Colón 热力场, Huelva

技术: 定日镜面积 35 000m²

吸热器输出功率: 21MW

发电功率: 68.4MW

定日镜: 500 个单元, 60m²/单元

循环方式: 太阳能、天然气、燃料

参加单位: Sevillana, Endesa, EDP, ABB, B&W, In-abensa, Ciemat, DLR

欧盟经费来源: Thermie 计划

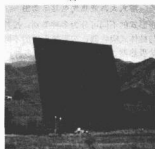
西班牙 Solucar 公司 1999 年研制了定日镜 Colón-70, Sanlúcar-90 和 Sanlúcar-120 (见图 3.4-27)。

图 3.4-28 和图 3.4-29 所示分别为 Solair 和 Solgate 吸热器。除图示两种吸热器外, 常用吸热器还有 Sirec 200 kW 容积式多孔吸热器以及 Hitrec 300 kW 容积式陶瓷吸热器。

Solar One 塔式太阳能热发电试验电站是 1982 年由美国能源部, 南加州爱迪生电力公司, 洛杉矶水电局和加州能源委员会联合投资建成的。该电站经过两年的试验和评估后进入了发电阶段, 在这期间, 净电量输出达到了最大值。Solar One 的接收器是一种直接加热到过热蒸汽的锅炉, 它由同样大小的弯曲板条形成一个圆柱体。起初, 由于热膨胀问题, 接收器工质出口温度降低至 455℃, 后来虽然解决了该



(a)



(b)

图 3.4-27 西班牙 Solucar 公司研制的 120m² 定日镜

(a) 背面图; (b) 正面图

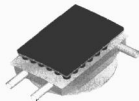


图 3.4-28 3MW Solair 吸热器



图 3.4-29 300kW Solgate 吸热器

问题, 使得出口温度达到 510℃, 但是电站的性能却没有变化, 因为低的出口温度减少了接收器的热损失, 从而抵消了汽轮机效率的降低。于是该电站一直在较低的出口温度下运行。Solar One 是十分成功的, 它在所有的运行模式下工作都很出色, 而且只要在直射太阳辐射保持在 300W/m² 以上, 其水/蒸汽接收器就能连续地工作, 是太阳能发电技术发展中的重要里程碑。

Solar Two 为促进塔式/熔盐太阳能热发电技术的发展, 南加州爱迪生电力公司和美国能源部在 Solar One 的基础上加以改进, 采用熔盐为传热工质。Solar Two 验证了熔盐技

术的应用可以降低建站技术和经济风险,而且可以极大地推进塔式太阳能热发电的商业化进程。Solar Two 电站于1996年开始并网发电,其额定电力输出也是10MW,且具有在日落后仍能正常连续运转3h的热量储备能力。该电站接收器由美国能源部下属的Rocket dyne公司设计制造。传热工质——熔盐则采用60%的硝酸钠和40%的硝酸钾混合物。熔盐在220℃时熔化,并且在储热罐290℃的温度下一直保持熔化状态。Solar Two的储能系统由两个容量各为875 000升的储热罐组成。热罐由不锈钢制成;冷罐由碳钢制成,表面都有很好的热绝缘特性。由于熔盐有较高的腐蚀能力,因此Solar Two中所有与熔盐有接触的管道、阀门和容器都由不锈钢制成。

Eurelios 塔式太阳能电站建在意大利西西里的 Adrano 附近,额定输出功率为1MW,并于1981年并网发电。该电站由欧共体资助,其主要目的是确定太阳能电站是否能直接并网。电站接收器具有下倾的锥形腔构造,是一种单一的直流式加热到过热温度的锅炉。接收器采用水/蒸汽工质,由Hitec(硝酸钡/亚硝酸钠)盐作一次过热加热。

CESA-I 电站位于西班牙的 Tabernas,于1983~1984年间建成运行。该电站接收器由一个强制再循环锅炉构成,也采用水/蒸汽作工质,额定输出功率为1MW。该项目由西班牙工业能源部资助,目的是验证电站的总体可行性。该电站短时期的运行提供了有限而高质量的资料,但由于再循环蒸汽发生器固有的热惰性,使得接收器启动所需的时间很长。1985年,作为西班牙和德国联合研究项目的一部分,该装置成为空气布萊顿循环太阳能发电站开发和试验部件的试验基地。

SSPS 小型太阳能发电系统项目于1982年在国际能源署的支持下开始运行。该项目设在西班牙的 Tabernas,且拥有一个用液态钠设备作为接收器和储热器介质的500kW试验系统,由9个国家(奥地利、比利时、德国、希腊、意大利、西班牙、瑞典、瑞士和美国)协助设计、建造、试验和运行该电站。起初,该电站经历了一系列的设备故障和运行困难,最严重的是液态钠的泄漏和跟踪加热系统及蒸汽发动机的频繁故障,从而妨碍了对长期性能数据的收集。此外,系统较高的热惰性也制约了运行并降低了效率。1985年,该电站被改作试验先进的钠接收器的实验场所。虽然该接收器在高的太阳辐射强度(2.5kW/m²)下表现出良好的性能,然而1986年维修阀门时产生的钠燃烧事故却使得整个装置运行受性。

Themis 电站是在法国国家电力部、国家科学研究中心和法国太阳能机构的资助下建成的。电站设在法国的 Targassonne,额定输出功率为2.5MW。同时用熔盐作为吸热器和储热器的介质。该项目的目的是确立电站的总体设计和部件的技术可行性,并评价其出口潜力。Themis 电站于1983~1986年的成功运行,展示了太阳能收集和发电分开的优越性,并为未来的电站提供了大量的资料。

MSEE 熔融盐发电试验是由美国能源部、电力研究院、电力和工业集团联合资助的项目。发电装置建立在美国新墨西哥州 Albuquerque 的重要接收器基地,额定输出功率为750kW。1984~1985年间运行,采用了熔融的硝酸盐作为吸热器和储热器的工作介质,并包括了之前曾试验过的熔融盐子系统:一个5MW的吸热器和两个储热罐系统。对熔融盐发电试验装置的试验运行主要突出了其技术可行性和熔融盐系统的灵活性。该电站可以很快地启动,在瞬间有云时仍可以运行。当太阳辐射骤变时对电力转换设备起缓冲的作用

并用热储存器在无太阳时继续发电。但试验运行同时也表明,盐回路需要进一步地简化,跟踪加热的可靠性仍要改善。

Solgas, Colón Solar 发电试验装置建立在西班牙的 Ertisa - Huelva,定日镜共450个单元,每个面积为66m²,总面积为30 000m²,接收器功率为20MW,太阳能联合循环(ISC)。参加项目的公司有西班牙的 Sodena, Sevillana, EDP, Abengoa, Ciemat 和德国的 DLR。太阳能与天然气联合运行。

PS10 发电厂建在西班牙的 Seville。发电能力为10MW,且装置采用了空气换热器技术。反射镜共981面,塔高90m,设备投资低于2800欧元/kW,投资回收期8年。该项目得到欧洲第5框架计划FP5的500万欧元的支持,拟于2006年发电。

塔式太阳能发电技术重要参数的发展见表3.4-5。

表 3.4-5 塔式太阳能发电技术重要参数的发展

案例	基准	近 期		中 期		长 期
项目	Solar Two	Solar Tres 美国	Solar 50	Solar 100	Solar 200	Solar 220
运行时间(年)	1996	2004	2006	2008	2014	2018
发电循环	兰金循环	兰金循环	兰金循环	兰金循环	兰金循环	超临界兰金循环
净功率(MW)	10	13.65	50	100	200	220
容量因子(%)	21	78	75	73	74	72
定日镜大小	38/95	95	95	148	148	148

2.2.2 经济性

塔式太阳能电站发电成本与电站容量的关系见图3.4-30。

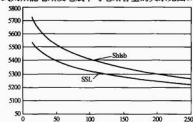


图 3.4-30 塔式太阳能电站发电成本与电站容量的关系曲线

图3.4-31所示为Solar Tres塔式太阳能电站的成本构成。由图可以看出,定日镜是构成成本中最大的一块,约占成本的50%,而另一个“大件”——吸热器及塔则占了成本的22%。



图 3.4-31 Solar Tres 塔式太阳能电站的成本构成

定日镜的成本在 $PR=0.85\sim 0.96$ 时预测的发展结果见图 3.4-32。S&L 公司预测值为黑线区域，Sunlab 为其他颜色的线条。按照最好的预测 ($PR=0.85$)，到 2020 年，每平方米定日镜的成本将降到约 40 美元。

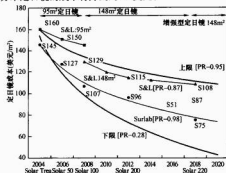


图 3.4-32 塔式太阳能电站定日镜的成本预测

塔式电站成本的变化预测见表 3.4-6 和表 3.4-7。

表 3.4-6 塔式电站成本的变化预测

项目	Solar Two, 1999	Solar 15, 2004	Solar 50, 2006	Solar 100, 2008	Solar 200, 2014	Solar 220, 2018
净发电量 (MW)	10	13.7	50	100	200	220
电站规模 (MW)	42	120	380	700	1400	1400
定日镜尺寸 (m ²)	39/95	95	95	148	148	148
定日镜面积 (km ²)	0.081 4	0.231 0	0.715	1.317	2.614	2.651
年太阳一电效率 (%)	7.6	13.7	15.7	16.5	16.8	17.8
初投资 (美元/kW)	—	7180	4160	3160	2700	2340
年运行及维修费 (美元)	—	2489	3166	4005	5853	6006
LEC (美元/MWh)	—	114.80	61.50	47.60	39.60	35.00

表 3.4-7 塔式太阳能电站各部分成本发展预测

案 例	Sunlab 的预测			Sargen & Lundy 的预测		
	近期	中期	长期	近期	中期	长期
项目	Solar Tres	Solar 100	Solar 220	Solar Tres	Solar 100	Solar 200
运行日期 (年)	2004	2010	2020	2004	2010	2020
支架及其改进 (美元/m ²)	12.3	4.0	2.7	11.6	3.9	2.7
定日镜设备 (美元/m ²)	145	107	76	160	134	117
接收器 (美元/km ²)	50	27	21	57.143	30.631	23.834
塔和管 (美元/m ²)	12.1	9.1	9.2	11.6	8.7	9.1
热存储 (美元/kW)	49	41	40	49	41	40
蒸汽发动机 (美元/kW)	14	8	7	14	8	7

续表

案 例	Sunlab 的预测			Sargen & Lundy 的预测		
	近期	中期	长期	近期	中期	长期
电力 (美元/kW)	733	400	380	557	306	231
发电厂平衡 (美元/kW)	532	116	7	733	367	169
小计直接成本 (美元/kW)	5700	2700	1900	6424	3375	2684
间接成本 (美元/kW)	440	241	183	1134	629	524
应急储备 (美元/kW)	453	202	152	890	604	383
风险储备金 (美元/kW)	580	0	0	643	0	0
总成本	7110	3100	2270	9090	4608	3591

2.2.3 各国科技计划框架

相对于槽式太阳能热电站而言，塔式太阳能热发电技术在市场化方面有更好的适应能力，而且也有更高的发电效率，因而会有更好的前景。当然，这也有赖于各国对此技术实施更多的示范项目和研究。

首批的两座 10~15MW 塔式太阳能热电站当前刚由西班牙 CSP 作出计划建设。西班牙的 Abengoa 集团公司刚刚着手建立一座名为 PS-10 的 10MW 太阳能塔式热发电站，吸热部分采用空气换热器技术，且日光反射面积达到 90 000m²。PS-10 电站每年将向电网提供 19.2GWh 的电力，年平均发电效率可达到 10.5%。西班牙的 Ghera 集团公司与美国的 Boeing 公司及 Bechtel 公司合作，计划在汲取加利福尼亚两座电站技术的基础之上，建立一座采用熔盐集热的 15MW 塔式太阳能热电站，该电站将具备 16h 的热能储备容量，日光反射面积达到 240 000m²。估计每年可以向西班牙电网供应 80GWh 的电力。这两座电站各将获得欧盟 R&D 计划第五框架提供的 500 万欧元援助。

西班牙的 SOLUCAR 公司、CIEMAT 和德国 DLR 联合，由 EC 投资 500 万欧元，Andalucia 地方政府投资 120 万欧元以及合作方自己筹集共 3600 万欧元。

南非国家电力设计机构 ESKOM 已经完成了熔盐集热太阳能塔式热发电技术应用的战略评估决策，并考虑建立一座 100MW 的塔式太阳能热电站。

以色列 Weizmann 科学研究所最近正在对塔式系统进行改进。利用一组独立跟踪太阳的定日镜，将阳光反射到固定在塔的顶部的初级反射镜——抛物镜上，然后由初级反射镜将阳光向下反射到位于它下面的次级反射镜——复合抛物镜聚光器 (CPC)，最后由 CPC 将阳光聚集在其底部的接收器上。通过接收器的气体被加热到 1200℃，推动一台汽轮发电机组，500℃ 左右的排气再用于推动另一台汽轮发电机组，从而使系统的总发电效率可达到 25%~28%。由于次级反射镜接收到很强的反射辐射能，因此 CPC 必须进行水冷。目前整个实验仍处于安装、调试阶段。

2002 年，美国国会要求美国能源部在 2006 年以前，采用槽式、塔式、碟式等多种太阳能热发电技术，达到建站 1000MW 容量的目标，以满足美国西南部各州的用电需求。

欧洲框架计划支持的项目则有：

(1) SOLAIR 项目。

项目编号：ERK6-CT-1999-00021

项目期限：54 个月

总经费：3 312 110 欧元

框架计划支持: 1 497 092 欧元

状态: 正在进行

参加单位:

Instalaciones Abengoa (ES), Co-ordinator

Inabensa Solucar (ES)

CIEMAT (ES)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DE)

Heliotech Aps (DK)

Center for Research and Technology-Hellas/Chemical

Process Engineering Research Institute (EL)

IBERESE (ES)

(2) SOLGATE 项目。

项目编号: ERK5-CT-2000-00333

项目期限: 33 个月

总经费: 3 156 120 欧元

框架计划支持: 1 498 772 欧元

状态: 正在进行

参加单位:

Ormat Industry Ltd (IL), Co-ordinator

Instalaciones Abengoa (ES)

Inabensa Solucar (ES)

CIEMAT (ES)

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DE)

Tuma (CH)

2.2.4 我国目前的技术发展现状

通过“十五”期间国家科技部 863、973、军口 863, 国家自然科学基金重大项目, 中国科学院“百人计划”等国家项目的支持以及一批企业的参与, 中国科学院电工研究所、河海大学、中国科学院工程热物理所、皇明太阳能集团和中国科学院长春光机所等在太阳能热发电的多方面研究, 尤其是关键技术方面的研究已经取得了一大批科研成果和实用化技术。

(1) 4 种塔式聚光器定日镜中的 3 种由中国科学院电工研究所和皇明太阳能公司联合研制, 1 种由河海大学与南京春晖公司联合研制。

(2) 皇明太阳能集团与德国 Fraunhofer 研究院太阳能研究所 (Fraunhofer-Institute of Solar Energy) 联合研制的可在空气中工作的太阳能高温选择性涂层 (380°C) 目前已经在进入中试。2005 年 12 月已经完成生产线设计。

(3) 2005 年 11 月, 河海大学与以色列合作在南京江宁建立了 70kW 太阳能与燃油混合热源发电站。发电系统中由河海大学提供定日镜, 以色列提供总体设计、空气吸热器及微燃机。

塔式聚光器技术涉及传热流体技术、高温吸热器技术、聚光塔技术、定日镜技术和发电循环技术等。我国科学家已经对电站从系统到关键单元部件进行了一系列的研究。

(1) 河海大学与以色列合作于南京江宁建立的 70kW 太阳能与燃油混合热源发电站, 其每面定日镜的反射面积为 40m^2 , 共有反射镜 30 面。图 3.4-33 所示为该电站工作时的场景。

(2) 中国科学院电工研究所“百人计划”配套基金的支持下与皇明太阳能公司合作, 研制了三种类型的塔式聚光器定日镜。前两种方式主要是探索通过降低自重及风荷载来减小寄生能量的途径; 第三种方式是探索聚光和定日两项功能的定日镜的设计与制作, 为大型电站做技术准备。这三种形式均考虑了在沙漠中工作时传动设备的密封性以及反射镜

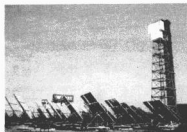


图 3.4-33 南京江宁塔式太阳能电站工作时的场景

面的抗沙保护。

1) 圆形反射面定日镜。该定日镜前面为圆面, 背面为旋转抛物面 (见图 3.4-34), 可以有效减小风阻。



图 3.4-34 圆形定日镜背部的曲面抗风结构

2) 图 3.4-35 所示为采光口面积为 22m^2 的半开式塔式定日镜。该定日镜的特点是采用了夹胶玻璃, 抗冲击强度大、自身重量轻。夹胶玻璃为三层结构, 即镜面+有机胶层+钢化玻璃。由于预留了开口, 该定日镜可以反扣, 从而使得反射而具有很强的抵抗外力冲击的能力, 见图 3.4-36。



图 3.4-35 中国科学院电工研究所研制的半开式塔式定日镜

3) 目前, 100m^2 的大型定日镜已于 2006 年 1 月 4 日完成设备安装。该设备自 2006 年 1 月 15 日起已经全天候无人值守运行至今, 且一切正常, 其主要目的是研究探索大型定日镜反射镜面的制作定型、轻型支架的结构设计、大荷重传动系统以及定日镜的高精度跟踪系统。为防止风载时的晃



图 3.4-36 处于保护位置的定日镜

动,传动采用了无齿隙齿轮,从而保证了在离塔 1km 处也可以将光反射到吸热器上,以适应建立大规模塔式电站的要求。定日镜前后两面如图 3.4-37 和图 3.4-38 所示。该定日镜的聚光比为 5,具有将太阳光聚集到 1km 以外的能力。



图 3.4-37 中国科学院电工研究所研制的 100m² 大型定日镜正面



图 3.4-38 中国科学院电工研究所研制的 100m² 大型定日镜背面

2.3 塔式系统的设计要点

太阳能塔式电站的主要部分包括定日镜场、吸热器、蒸汽发生器及汽轮机。各组成部分的运行效率与系统总体效率的关系式可表示为

$$E_t = Q_A K C \eta_i \eta_{\text{TH}} \eta$$

式中: E_t 为日总发电量; Q_A 为日吸热器吸收热量; K 为日平均有效跟踪定日镜比例; C 为镜面清洁度; η_i 为镜场效率,包括反射率、余弦效率及光斑溢出量等因素; η_{th} 为吸热器效率; η_{TH} 为蒸汽发生系统中传热传递热量与吸热器获得热量

之比; η 为蒸汽产生系统与发电系统的混合效率。

由此可见,有必要分别对影响系统总体效率的各个因素进行分析,再进行系统的优化设计,从而提高电站的整体运行性能。

2.3.1 镜场聚光及吸热器热损失模型的分析

以由正方形反射镜组成圆形镜场面的塔式聚光吸热器为分析模型,如图 3.4-39 所示。

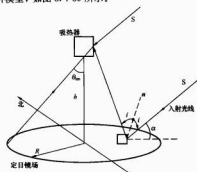


图 3.4-39 塔式聚光系统圆形镜场面示意图

假设镜场面中央的塔高为 h , 吸热器置于塔顶, 该定日镜场的最大半径为 R_m , 定日镜间距为 L , 单面定日镜面积为 A_i , 总反射镜面积为 A_r , 镜场面总面积为 A_t , 则反射镜数目为

$$N = \frac{A_t}{L} = \frac{A_r}{A_i}$$

$$F = \pi h^2 \tan^2 \theta_m$$

式中: θ_m 为镜场聚光系统的最大开口角。

由此可得, 吸热器从定日镜场获得的总能量 Q_{inc} 和吸热器表面的平均辐射强度 \bar{q} 分别为

$$Q_{\text{inc}} = I \rho_i N A_i \bar{k}_i$$

$$\bar{q} = \frac{Q_{\text{inc}}}{A_R}$$

则吸热器表面的平均几何聚光比即定日镜场有效面积与吸热器受光面积之比 \bar{K} , 即

$$\bar{K} = \frac{\bar{q}}{I \rho_i} = \frac{N A_i \bar{k}_i}{A_R}$$

式中: I 为太阳直接辐射强度; ρ_i 为镜面反射率; \bar{k}_i 为镜面余弦效应平均值。

因此,在进行塔式电站设计时,必须注意镜场面的布置,并尽可能地减小吸热器受光面积,从而提高聚光比值 \bar{K} ,以产生一年中最优的场地性能。在实际仿真计算中,还需考虑镜场系统的有效率 Γ ,即基于时间平均的定日镜有效跟踪数目百分率;此外还有镜面清洁度,投射到吸热器聚光面以外的光溢出量,在定日镜启动、跟踪及停止运行过程中消耗的寄生电量。综合镜面余弦效应平均值 \bar{k}_i 及上述影响因素,可定义镜场效率参数 η_i 。 η_i 是一个矩阵变量,包括在不同的太阳高度角(如 0° 、 45° 、 90°)和方位角(如 -120° 、 0° 、 120°)组合下,对应产生的不同镜场效率。根据运算精度要求,可用线性插值法得到更多的不同日照条件。于是,投射到吸热器表面的辐射总能量为

$$Q_{\text{inc}} = A_r I \rho_i \eta_i \Gamma$$

所以,该部分关键的研究问题可以归结为,如何求解不同日照条件、风速、风向等因素影响下的 η_i ,进而得到吸热器受光面的辐射总量。

美国 Sandia 国家实验室曾在 20 世纪 80 年代初开发出了优化定日镜场和吸热器设计的软件 DELSOL2。在该软件中,对圆柱形吸热器的表面辐射损失能量 Q_{rad} 和对流损失能量 Q_{conv} 的计算表示为(对于腔体式吸热器的研究也采用类似方法)

$$Q_{\text{rad}} = \epsilon \pi D H (T_w - T_f) \\ Q_{\text{conv}} = h_{\text{mix}} \pi D H (T_w - T_f)$$

h_{mix} 为综合吸热器表面自然对流与强制对流因素而得到的传热系数,可表示为

$$h_{\text{mix}} = \left[\left(\frac{N_{\text{Gr}} k_f}{h} \right)^{1.2} + \left(\frac{N_{\text{Gr}} k_f}{D} \right)^{1.2} \right]^{1/3.2}$$

其中,自然对流和强制对流的特征数分别为

$$N_{\text{Gr}} = 0.098 \text{Gr}^{1/3} \left(\frac{T_w}{T_f} \right)^{-0.14}$$

$$N_{\text{Gr}} = 1.36 \times 10^{-3} \text{Re}^{0.38} + 6.345 \times 10^{-3} \text{Re}^{0.89}$$

吸热器从结构上大致可分为腔空型和外部受光式两种,其表面受光面积通常很大,如额定输出功率为 10MW 的 Solar Two 就有 100m² 左右。在 SOLERGY 的仿真计算中,只考虑了聚焦在吸热器表面的总辐射强度,而没有进一步研究时刻都在变化的吸热器表面聚光能流具体分布,因为需要建立复杂的数值卷积、光线跟踪模型,求解较为困难。因此,如果没有得到详细的能流分布信息,则采用基于经验公式的吸热器热损失模型更适合实际运行状况。在 TRNSYS 软件中,忽略热传导损失对净吸收能量的影响,该模型表述如下

$$Q_{\text{net}} = Q_{\text{inc}} - Q_{\text{conv}} - Q_{\text{rad}} \\ Q_{\text{conv}} = C_0 + C_1 v + C_2 v^2 + C_3 v^3 \\ Q_{\text{rad}} = R_0 + R_1 Q_{\text{inc}} + R_2 Q_{\text{inc}}^2 + R_3 Q_{\text{inc}}^3$$

式中: Q_{inc} 、 Q_{rad} 和 Q_{conv} 分别为投射到吸热器表面的能量、辐射损失和对流损失的能量; v 为风速。

吸热器效率作为模型计算结果的输出,可表示为

$$\eta_R = \frac{Q_{\text{net}}}{Q_{\text{inc}}}$$

由此,在不同的聚光比条件下,对应不同的投射到吸热器表面的太阳光辐射强度,将产生不同的吸热器净吸收功率。因此,在设计吸热器时,应结合吸热流体不同的进出口温度、压力、流量等参数要求,得出各种工况下的吸热器运行模式,从而为吸热器的结构设计和控制提供参考。

2.3.2 系统内流动工质吸热及传热损失模型分析

采用如图 3.4-40 所示的饱和水-熔融盐双回路传热方式,在塔顶的不同高度处分别安放以饱和水和熔融盐作为吸热工质的吸热器。

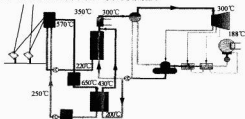


图 3.4-40 饱和水-熔融盐双回路传热塔式电站示意图

在饱和水吸热传热回路中,向上传输到塔顶的 290°C 饱和水经过吸热器太阳光聚焦加热后产生 17MPa (170bar)、350°C 的饱和水,该饱和水经换热器将热量传递给混凝土或导热油等储热介质,冷却后,循环送往塔顶工作。由于维持

高温下饱和水的运行需要很高的压强,因此要求管道有很高的承压能力,对设计要求较高。

混合熔盐吸热回路通常包括两个不承压的开放式蓄热罐:一个为热罐,一个为冷罐。冷罐中 290°C 的冷盐,通过泵送往塔顶的熔盐吸热器,经太阳能加热至 570°C 高温后储于热盐罐中。运行时,热盐通过蒸汽发生器换热,加热水变成过热蒸汽,驱动汽轮机发电,再返回冷盐罐。

吸热器本身是一个开口系统,为了研究方便,取吸热器及其进出管道中的工质为研究对象,可视为复合的闭口系统,根据工程热力学中的相关知识,可以得到该复合闭口系统的能量方程为

$$\delta Q = dE_c.v + \left(h + \frac{v^2}{2} + g z \right)_o \delta m_o - \left(h + \frac{v^2}{2} + g z \right)_i \delta m_i + \delta P_{\text{ext}}$$

式中: Q 为传热率,取被工质吸收的吸热器表面的聚光功率; P_{ext} 为系统与外界交换的净功率; m_o 、 m_i 分别为系统进、出口处的质量流率。

以传热率、功率等形式表示的该系统能量方程为

$$\dot{Q} = \frac{dE_{c.v}}{dt} + \dot{m}_o \left(h + \frac{v^2}{2} + g z \right)_o - \dot{m}_i \left(h + \frac{v^2}{2} + g z \right)_i + P_{\text{ext}}$$

对于不可压缩流体,进、出口处工质的质量流率和流速都相等,即 $\dot{m}_o = \dot{m}_i = \dot{m}$, $v_o = v_i$ 。在吸热器运行过程中,如果太阳辐射没有大的波动,则可将系统视为处于稳定流动过程, \dot{m} 不随时间变化,系统内工质质量保持不变,即 $\frac{dE_{c.v}}{dt} = 0$,储存的能量也保持不变,即 $\frac{dE_{c.v}}{dt} = 0$ 。于是,可得到稳定流动条件下的开口系统能量方程为

$$\dot{Q} = \dot{m} \left[\left(h + \frac{v^2}{2} + g z \right)_o - \left(h + \frac{v^2}{2} + g z \right)_i \right] + P_{\text{ext}}$$

P_{ext} 为该系统与外界交换的除净功以外的净功率,对于吸热器管道内的流动工质而言,可忽略不计,因此可得到工质在管道内单位时间输送的热流量为

$$\dot{Q} = \dot{m} \Delta h = c_p \rho v_m \times \frac{\pi D^2}{4} \times \Delta T$$

式中: c_p 为传热流体比热容; ρ 为流体密度; v_m 为流体平均流速; D 为传热管道的直径; ΔT 为水蒸气的温差。

当辐射条件发生变化时, \dot{Q} 发生变化,为了维持管道进出口处的工质温度差 ΔT ,需要及时调整工质平均流速 v_m 。由此可推出吸热功率 \dot{Q} 和工质平均流速 v_m 之间的函数关系。

管道内流体的压力降 Δp 可表示为

$$\Delta p = \frac{L}{D} \times f \times \frac{\rho v_m^2}{2}$$

式中: L 为管道长度; D 为传热管道的直径; f 为摩擦系数; ρ 为流体密度; v_m 为流体平均流速。

当水蒸气从蒸汽发生器中出来,流过主蒸汽管道及再热蒸汽管道到进汽轮机之前,尽管管道已采取了保温措施,但仍不可避免有散失到环境中的管道热损失产生。对于该管道热损失的计算可采取以下方式:

实际在整段管道中,蒸汽参数沿筒筒壁轴向会有微小变化,根据傅里叶定律,结合管道内多处温度、压力、流量传感器的测试数据,可将管道分成温度沿轴向相对一致,仅沿半径方向发生变化的多个小段,该小段内即可看成一元稳态导热,取 n 层圆筒壁模型,则其与外界的热传导热量损失可用

下列公式计算,即

$$Q = \frac{t_{w1} - t_{w(n+1)}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\pi k_i L} \ln \frac{r_{i+1}}{r_i}}$$

单位管长的热流为

$$q_L = \frac{Q}{L} = \frac{t_{w1} - t_{w(n+1)}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2\pi k_i} \ln \frac{r_{i+1}}{r_i}}$$

假设管道热损失为 ΔE_p , 则管道的能量平衡式为

$$D_{no}(h_b - h_{tw}) + D_{tw}\Delta q_{ts} = D_{no}(h_o - h_{tw}) + D_{tw}\Delta q_{to} + \Delta E_p$$

$\Delta E_p = D_{no}(h_b - h_o) + D_{tw}(\Delta q_{ts} - \Delta q_{to})$

管道热绝缘程度的高低以管道热效率 η_b 来表示

$$\eta_b = \frac{h_o - h_{tw} + \Delta q_{to}}{h_b - h_{tw} + \Delta q_{ts}}$$

式中: D_{no} 为新蒸汽流量; h_b 为过热器出口过热蒸汽焓; h_{tw} 为热交换器给水焓; D_{tw} 为再热蒸汽流量; Δq_{ts} 为单位再热蒸汽在热交换器中的吸热量; h_o 为进入汽轮机的新蒸汽焓; Δq_{to} 为单位再热蒸汽带给汽轮机的热量。

对于以熔盐为吸热和传热工质的系统, 为了优化确定各个表面式换热器(包括预热器、蒸发器、过热器和再热器)的参数, 有必要计算出在系统所有稳态和暂态运行下的熔盐温度。因此, 需要建立基于热量和质量平衡的系统传热过程模型, 作为计算机仿真研究的前提。该模型建立需要了解的参数主要包括:

- (1) 主给水系统的流速、压力和温度。
- (2) 蒸汽发生系统中的馈水温度和速度。
- (3) 高温熔盐(热盐)的流速和温度。
- (4) 进入过热器或再热器的混合熔盐流速。
- (5) 辅助热盐产生蒸汽、夜间保温或其他工况要求的冷盐流速和温度。
- (6) 蒸汽发生器中循环水的流速。
- (7) 在各个换热器管道内的传热系数。

其中, 传热系数的计算涉及流体力学、传热学等相关知识, 通常需求解管道内不同换热条件下特征方程, 具体系统具体分析, 难度较大。根据美国 Solar Two 的经验, 管路的总体传热系数表示为

$$U_o = \frac{1}{\frac{1}{U_i} + \frac{1}{U_o} + R_i + R_o + R_{sh}}$$

$$U_i = \frac{Nu_i k}{D_o}$$

$$Nu_i = 0.023 Re^{0.8} Pr^{\frac{1}{3}} \left(\frac{\nu}{\nu_w} \right)$$

$$U_o = \frac{Nu_o k}{D_o}$$

$$Nu_o = 0.36 \left(\frac{C_{max} D_o}{\nu_{sh}} \right)^{0.35} Pr^{\frac{1}{3}}$$

式中: 常数 R_i 为管道内污垢引起的热阻; 常数 R_o 为管道外污垢引起的热阻; 常数 R_{sh} 为管壁热阻; k 为流体热导率; Re 为雷诺数; Pr 为普朗特数; ν 为流体的运动黏度; Nu_i 为管道内流体旺盛紊流状态下的努塞耳数; Nu_o 为管道外流体(熔盐)旺盛紊流状态下的努塞耳数; ν_w 为管壁膜层温度下的流体运动黏度; D_o 为管外径; C_{max} 为管间流体的质量流量峰值; ν_{sh} 为绝对黏度。

当管道总体传热系数确定之后, 可根据传热公式 $Q = U_o A \Delta t$, 求出一维稳态传热状态下的热流量, 进而推出熔盐换热效率 (A 为传热面积, m^2 ; Δt 为传热温差, $^{\circ}C$)。

2.3.3 塔式电站水蒸气动力循环模型分析

塔式太阳能热发电站以水蒸气为汽轮机动力循环工质, 采用基本朗肯循环, 小规模 ($\leq 10MW$) 的电站通常没有再热环节, 因此系统循环热效率偏低, 汽轮机的相对内效率也不高。Solar Two 的朗肯循环效率只有 34%, 而采用再热循环的大规模商业化电站, 其朗肯循环效率可以达到 42%。该类系统的基本朗肯循环 $T-s$ 图如图 3-4-41 所示。

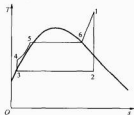


图 3-4-41 采用再热循环的大规模商业化电站的朗肯循环 $T-s$ 图

对以熔盐为传热和储热工质或直接以水为吸热传热工质的塔式发电站而言, 下列关于循环转化过程的分析都适用:

(1) 1→2 为过热蒸汽在汽轮机内的可逆绝热膨胀做功过程, 所做的功 $W_1 = h_1 - h_2$ 。

(2) 2→3 为乏汽向冷凝器的可逆定压 (p_2) 放热的完全凝结过程, 其放热量为 $q_2 = h_2 - h_3$ 。

(3) 3→4 为凝结水泵的可逆绝热压缩过程, 所消耗的功为 $W_p = h_4 - h_3$ 。

(4) 4→5、5→6、6→1 为高压 (p_1) 水在锅炉 (对水系统而言即吸热器) 内经定压预热、汽化、过热而成为过热蒸汽的可逆吸热过程, 所吸收热量为 $q_1 = h_1 - h_4$ 。

不计循环水泵耗功, 该回路的朗肯循环热效率为

$$\eta_T = \frac{W_0}{q_1} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_3}$$

式中: h_1 为汽轮机的进汽焓; h_2 和 h_3 分别为凝汽器压力 p_2 下的乏汽焓和饱和水焓; W_0 为每循环一次向外输出的净功。

可见, η_T 最终是蒸汽初压 p_1 、初温 t_1 及终压 p_2 的函数。

2.3.4 设计要点分析

2.3.4.1 太阳聚光过程时间特性及天气条件对系统的影响

在塔式太阳能热发电站中, 主要有两大外界气象因素对吸热器的运行有较大影响, 即风和云。美国 Solar Two 于 1998 年 6 月和 7 月连续不间断的发电试运行期间, 第一次连续运行了 69 小时 45 分钟后, 由于出现超过 18m/s 的持续风力而导致吸热器启动失败, 运行中断; 第二次在连续运行了 153h 后, 由于出现持续的午后云层, 导致储热准备不足, 使得夜间运行中断。

基于天气和气候条件变化的随机性, 就某个特定时间段而言, 太阳辐射强度不可预测, 且随着外界环境而改变, 其影响因素有云层运动、空气湿度、大气透明度等, 尤其以云层运动变化的干扰最大。当出现云层遮挡太阳时, 光照强度将瞬间下降, 进而引起吸热器温度降低; 当云层散开时, 光照强度则将瞬间上升, 从而导致吸热器产生热冲击。由于云层变化特性的不可预测, 因此上述冲击过程若反复出现, 则会造成吸热器的永久破坏。

归纳起来, 到达吸热器的太阳辐射量受以下几个因素的影响。

(1) 天气、地理因素。日地距离的变化、太阳赤纬、太阳时角、地理经纬度、海拔和气候等。

为雷诺数; Pr 为普朗特数; ν 为熔融盐的运动黏度; ν_w 为管壁层温度下的熔融盐运动黏度。该关联式验证范围是 $Re > 10\,000$, 充分发展的湍流计算中与实验数据的最大偏差达 25%。对于过渡区的湍流计算, 会得到更加偏高的结果。

西班牙的 SENER 公司在进行 Solar Trees 熔融盐吸热器的设计时, 也进行了大量的试验和数值计算工作^[35,36]。图 3.4-44 所示为 SENER 用自己开发的 CFD 软件 SENREC 对假定的吸热器和吸热管板尺寸前提下, 吸热管外径与不同变量的对应关系。

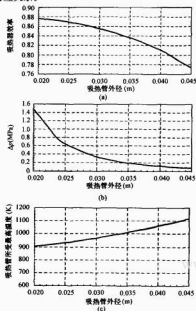


图 3.4-44 吸热管外径与吸热器效率、压降及所受最高温度的对应关系

从图 3.4-44 可以看出, 吸热器效率随着吸热管直径的减小而增大, 这是由于管内对流换热系数与流速的直接对应关系。因为熔融盐的热导率较低, 所以通过减小管径提高管内熔融盐的流速来提高对流换热系数是一种简便可靠的方法。同时, 小直径的薄壁吸热管可以有效地降低管的壁温和周向温差, 从而改善吸热管对抗热疲劳破坏的能力。但是, 小的管径也会导致吸热器的压降增大, 同时会使生产制造成本显著增加。

熔融盐是一种黏度较高且黏性随温度变化较大的特殊流体, 以成分为 60% 硝酸钠和 40% 硝酸钾的混合硝酸盐为例, 其动力黏度与温度 ($300 \sim 600^\circ\text{C}$) 的变化关系为

$$\mu = 22.714 - 0.12T + 2.28 \times 10^{-4} T^2 - 1.474 \times 10^{-7} T^3 \quad (\text{MPa} \cdot \text{s})$$

由于实际运行中的吸热器表面所受热流密度的不均匀性, 导致各吸热管及吸热管的不同管段温度不同, 从而熔融盐黏度沿吸热管径向有较大变化。

基于 $Re = \frac{\rho u d}{\mu}$ 及 $Nu = f(Re, Pr)$, 管内流动的阻力系数 $f = f(Re)$ 之间的关系, 可知物性对熔融盐在管内的流动和换热都有很大的影响。该问题值得有针对地进行深入研究。

2.3.4.5 系统设计方法

设计中可以采用太阳热能利用动态仿真软件 TRNSYS

对不同系统方案的各种运行工况进行仿真分析。先深入分析系统各个部分的实际物理特性, 再对照 TRNSYS 软件中已有的各个模型, 根据需要进行修改或建立新的数学模型, 设定不同的运算时间步长。在仿真分析的基础上, 进一步优化电站各个环节的仿真参数选取, 包括定日镜场分布、吸热器结构、管道布置、传热、储热工质流动参数、机组启停时间等, 从而为各个相关设备的实际设计提供控制策略和运行参考。

仿真计算将采用有常年气象数据记录的相似环境作为实际电站的参考模型, 通过辐射仪实测当地或插值法推算邻近地区的辐射数据, 进一步求得实际电站位置下的月平均日总量和小时总量, 用以计算太阳辐照量。在 TRNSYS 对太阳辐射逐时数据的分析中, 采用下面两种确定性模型进行初步分析, 同时根据课题进展情况, 不断修正辐照模型参数。

(1) 半正弦模型。该模型相应计算式为

$$Q_t(t) = A_Q \sin\left(\frac{t-a}{b-a}\pi\right) \quad (a < t < b)$$

$$A_Q = \frac{\pi}{2(b-a)} Q$$

式中: $Q_t(t)$ 为某时刻太阳的总辐照值; A_Q 为日总辐照的小时最大值; a 、 b 分别为日出、日落时刻; Q 为日总辐照量。

(2) Collares-Pereira & Rabl 模型。该模型相应计算式为

$$Q_t(t) = Q \frac{I_0}{Q_0} (a_3 + b_3 \cos \omega_t)$$

$$\omega_t = \frac{\pi}{12} (t - 12)$$

$$a_3 = 0.409 + 0.501 \, 6 \sin(\omega_s - 60^\circ)$$

$$b_3 = 0.660 \, 9 + 0.476 \, 7 \sin(\omega_s - 60^\circ)$$

$$I_0 = I_{sc} E_0 \cos \delta \cos \varphi (\cos \omega_s - \cos \omega_b)$$

$$I_{sc} = 4.921 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$$

$$E_0 = 1 + 0.033 \cos \frac{2\pi n}{365}$$

$$\omega_b = \frac{\pi}{12} (t_b - 12)$$

式中: Q 为日总辐照量; I_0 为大气层外水平面逐时辐照量; Q_0 为大气层外水平面日总辐照量; ω_t 为小时中点的时角; I_{sc} 为太阳常数; E_0 为地球偏心修正系数; n 为一年的日数; δ 为太阳赤纬角; φ 为地理纬度; ω_s 为日落时角。

3 碟式聚光太阳能热发电系统

碟式聚光太阳能热发电是太阳能聚光发电 (concentrating solar power, 简称 CSP) 系统中的一种重要方式。它与塔式太阳能热发电相似, 二者都是使用点聚焦的聚光集热方式, 聚光比可以达到 $1500 \sim 3000$, 工作温度则可达 800°C 以上。近 20 年来它在西方发达国家得到了迅速发展, 单元系统从 2kW 发展到 50kW。

碟式聚光太阳能热发电系统具有较高的光学效率、较低的跟踪误差以及采用了等效于卡诺循环的斯特林 (stirling) 循环或布雷顿 (brayton) 循环, 从而使其系统有较高的热电转换效率。据报道, 峰值太阳能转化为电能净效率可以达到 29.4%。碟式系统是基于模块化的设计思想, 使其既可以作为分布式发电系统在边远地区单独使用, 也可以建成兆

瓦级的电站并网发电。目前,美国、欧洲以及澳大利亚等国已经完成了系统的原型示范,正在向商业化方向发展。

3.1 碟式聚光太阳能热发电系统的组成及相关术语的定义

碟式聚光太阳能热发电系统的组成结构及示意如图 3.4-45 和图 3.4-46 所示。



图 3.4-45 碟式聚光太阳能热发电系统的组成结构

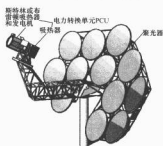


图 3.4-46 碟式聚光太阳能热发电系统的组成示意图

如图 3.4-45 和图 3.4-46 所示,碟式聚光太阳能热发电系统具有结构紧凑、功能明晰的特点。由于系统使用点聚焦的聚光方式,因此系统的跟踪精度要求非常高,以便接受更多的太阳直射辐射,减少由于偏焦所引起的能量损失。通常情况下,碟式聚光太阳能热发电系统采用基于地平坐标系的双轴跟踪方式。根据系统建设地点的经纬度和运行当天的时间,控制系统的主计算机可以通过天文公式计算出准确的太阳位置,然后发出寻星指令控制碟式聚光器跟踪太阳。聚光器将太阳辐射汇聚到位于焦点位置的吸热器吸热面上将太阳能转化为热能而后被热机吸收利用。热能在热机中被转换成机械能,再由发电机将其生成电能供给用户。

在聚光器焦斑的位置上,可以放置斯特林机(stirling engine)、布雷顿机(brayton engine)或者微型汽轮机等等,其根本目的就是要将聚光器收集的高密度热流进行有效的利用。目前普遍采用的是斯特林机,这主要是由于斯特林热循环本身的热效率高、斯特林机的热能向机械能的转换效率高(约40%)、能量密度高(40~70kW/L)而且容易实现长期、低维护成本运行。

表 3-4-8 给出了碟式聚光太阳能热发电系统相关术语的定义,在这些定义的基础上,可以更方便和清楚地对系统进行阐述和分析。

表 3-4-8 碟式聚光太阳能热发电系统

相关术语的定义	
相关术语	定义
聚光器	跟踪太阳、收集太阳能并将其投射到吸热器表面的部件
类型	多碟式(由多个高反射率反射面组成的近似旋转抛物面)、单碟式(单个旋转抛物面)
碟片数量(片)	组成多碟聚光器的碟片的数量,而不是聚光器上所贴的玻璃片的数量
玻璃面积(m^2)	碟面上总的玻璃面的面积
投影面积(m^2)	玻璃面投影到聚光器采光口的面积
反射率(%)	由标准化实验室测量得到的新的清洁玻璃的反射率
高度(m)	当聚光器面向水平位置时,从地面到聚光器最高点的距离
宽度(m)	聚光器的最大宽度
跟踪控制	开环控制以计算的太阳位置来跟踪太阳;闭环控制加入太阳位置传感器或者吸热器温度传感器来发送反馈信号进行控制
焦距(m)	旋转抛物面聚光器的焦距,通常以实际测量值为准
截断因子(%)	由聚光器反射向吸热器的能量被吸热器采光口接受的能量的百分比
几何聚光比	聚光器投影面积与吸热器采光口面积的比值
电力转换单元 PCU	包括吸热器、热机和发电机
采光口直径(m)	吸热器采光口的直径
缸数	热机的气缸数
排气量(mL)	热机的排气量
转速(r/min)	热机的运转速度
工作流体	热机的工质流体
热机输出控制	当太阳入射辐射发生变化时,采用的是热机输出发生相应变化的控制方式
系统性能	
额定功率(kW)	系统按标示的发电功率
峰值净输出功率(kW)	当环境温度为 288K 且镜面清洁时,系统连续运行至少 5min 实际测量得到的系统输出功率的最大值换算为 DNI 为 1000W/ m^2 时的值
峰值净效率(%)	当环境温度为 288K 且镜面清洁时,系统连续运行至少 5min 实际测量得到的效率的最大值换算为直射辐射强度 DNI 为 1000W/ m^2 时的值
年均净效率(%)	根据实际测量得到的性能曲线结合当地的气象数据计算得到的值
年发电量(kWh)	根据当地的气象数据和实际测量的性能曲线并且假定日照可用比例为 90% 时预测的年发电量

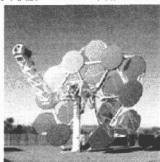
3.2 碟式聚光太阳能热发电的国内外发展现状和趋势

国外对于碟式聚光太阳能热发电方式的研究已经有 20 多年的历史。美国、日本、俄罗斯、欧洲和澳大利亚等国先后建立了多套原型单元系统。我国中国科学院电工研究所是最早进行碟式聚光太阳能热发电技术研究的单位,但是到目前为止也仅仅 5 年左右的时间。目前,世界上对该发电方式的研究热点在于如何提高系统的稳定性和降低成本,以为碟式聚光太阳能热发电站的商业运行做准备。

3.2.1 SAIC/STM 系统

SAIC (Science Application International Corp.) 公司和 STM 电力公司自 1993 年起开始联合研究开发碟式聚光太阳

能热发电系统。SAIC 公司主要负责张模式聚光器的研究,而 STM 公司则主要研究斯特林机。他们于 1995 年建成第一套原型系统,1997 年第二代改进的系统完成设计并进行测试。第二代系统的主要特点是:①聚光器可以面朝下放置,有利于保护镜面并保持镜面清洁;②聚光碟片交错排列可以降低风载;③使用了太阳能与燃料互补的混合系统,从而提高了系统的可靠性。SAIC/STM 系统如图 3.4-47 所示。



(a)



(b)

图 3.4-47 SAIC/STM 系统

(a) 正面; (b) 侧面

SAIC/STM 系统的聚光器为多碟式聚光器。每一个碟片都是直径为 3.2m 的张模式聚光镜,采用交错式排列,可增加聚光器的孔隙度,从而有利于提高系统的抗风载能力。聚光器与安装在立柱顶部的传动系统相连接,在传动系统的驱动下对太阳进行双轴跟踪。斯特林机的支撑臂与聚光器背架采用关节连接,可以使聚光器旋转到面朝下放置,并且使斯特林机接近地面,从而有利于 PCU 的安装和维修。

系统使用的吸热器为直接辐照式的腔式吸热器。热头为截锥形,共分为 4 个盘旋形的象限,每一个象限由小平行管束与斯特林热机的一个气缸相连。紧挨平行管束的位置装有燃烧器以实现没有太阳或者太阳辐射不能满足斯特林及运行要求时,使用燃气、燃油互补的联合发电。在吸热器的采光口处安装可以自动开关的百叶窗。当混合操作时,调节百叶窗开度可以减少热损失和增加燃气乏气的余热利用。

斯特林机为 STM 研制的 STM4-120 型 4 缸斯特林机,其结构如图 3.4-48 所示。4 个气缸正方形排列,每一个气缸都包含一个沿轴向运动的双动活塞。活塞杆与旋转斜盘相连,可以将轴向运动转换为旋转运动,并且通过改变旋转斜盘的角度可以控制活塞的运动行程,从而调节热机输出功率。热机的输出转速为 2200r/min,通过一个减速箱变为 1800r/min 后直接带标准异步发电机发电。热机的冷却方式为常规的水冷散热器结合风筒散热。

表 3.4-9 给出了 SAIC/STM 系统的主要结构和性能参数。



图 3.4-48 STM 4-120 型 4 缸斯特林机结构示意图

表 3.4-9 SAIC/STM 系统的主要结构和性能参数

聚光器		电力转换单元		系统性能	
类 型	多碟、近似旋转抛物面	采光口直径(cm)	38	已运行时间(h)	6363
碟片数(片)	16	斯特林机类型	STM4-120	额定功率(kW)	22
玻璃面积(m ²)	117.2	气缸数目	4	峰值功率(kW)	22.5
投影面积(m ²)	113.5	排气量(mL)	480	峰值净效率(%)	20
镜面反射率	0.95	转速(r/min)	2200	年均净效率(%)	14.5
高度(m)	15	工作流体	氢气	年发电量(kWh)	36 609
宽度(m)	14.8	输出控制	可变频程		
跟踪控制	开/闭环控制	发电机	3 相(480V)异步电动机		
效率(%)	12				
截断因子	0.9				
峰值聚光比	2500				

SAIC/STM 系统的主要问题是:①斯特林机与吸热器焊接部位以及斯特林机内部的密封处有氢气泄漏的现象;②旋转斜盘制动器有停转的现象;③光学排列的不稳定性引起碟片焦斑成像不易控制。目前正在对碟片成像进行改进,以使焦斑的热流更加均匀。

3.2.2 SBP 系统

SBP 系统是以德国 SBP (Schlach-Bergermann und Partner) 公司为首,联合欧盟、德国宇航中心(DLR)、西班牙能源环境和技术研究中心(CIMAT)以及一些德国和西班牙的工业企业团队联合开发研制的。在经历了前两代 Distal I 和 Distal II 原型系统后,SBP 系统发展为今天的 Eurodish 系统。前两代系统的张模式结构聚光器被 Eurodish 的玻璃钢基上贴玻璃的新型聚光器所取代,如图 3.4-49 所示。

通过结构自重和风载分析,聚光镜的基体设计为采用玻璃纤维增强树脂的“三明治”结构。当风速达到 10m/s 时,系统仍然能正常工作。不同于大多数碟式系统的是,SBP 系统采用了圆环驱动方式来驱动聚光器在高度角和方位角方向的运动。驱动环为预制应力的链条,驱动电动机则采用了低成本的伺服电动机。该系统的缺点是链条传动的精度不如齿轮,因此还有进一步改进的余地。

SBP 系统的吸热器采用的也是直接辐照式的腔式吸热器,其结构如图 3.4-50 所示。吸热器的热头由 78 根外径为 3mm 的耐高温不锈钢管做成,钢管尾部使用真空铜焊与热机的热头焊接在一起。吸热器吸收太阳能加热吸热器能的氮



(a)



(b)



(c)

图 3.4-49 SBP 系统

(a) SBP 系统第一代 (Distal I); (b) SBP 系统第二代 (Distal II); (c) SBP 系统第三代 (Eurodish)

气到约 650°C 时推动斯特林机做功。当直射辐射达到 $800\text{W}/\text{m}^2$ 时, 吸热器基本达到全负荷工作状态, 因此当 DNI 超过这个值时, 应使用一个变速风扇对吸热器进行冷却, 以防止吸热器烧蚀和斯特林热机过载。该项技术是 SBP 系统特有的。



图 3.4-50 SBP 系统的吸热器

SBP 系统使用的斯特林机为德国 Solo (Solo kleintoren GmbH) 公司开发的 Solo-161 斯特林机, 其结构如图 3.4-51 所示, 为 90°V 形双缸结构。斯特林机的排气量为 160cm^3 , 工作压力为 15MPa , 工作温度为 650°C 。斯特林机与一部发电机耦合在一起, 带动发电机发电。

表 3.4-10 给出了 SBP 系统的主要结构和性能参数。



图 3.4-51 Solo-161 结构示意图

表 3.4-10 SBP 系统的主要结构和性能参数

聚光器		电力转换单元		系统性能	
类型	单碟, 旋转抛物面	采光口直径 (cm)	15	已经运行时间 (h)	40 000
碟片数 (片)	12	斯特林机类型	Solo-161	额定功率 (kW)	10
玻璃面积 (m^2)	60	气缸数目	2	峰值功率 (kW)	8.5
投影面积 (m^2)	56.7	排气量 (mL)	160	峰值净效率 (%)	19
镜面反射率	0.94	转速 (r/min)	1500	年均净效率 (%)	15.7
高度 (m)	10.1	工作流体	氦气	年发电量 (kWh)	20 252
宽度 (m)	10.4	输出控制	可变压力		
跟踪控制	开环控制	发电机	3 相 (480V) 异步电动机		
焦距 (m)	4.5				
截断因子	0.93				
峰值聚光比	12 730				

由于 Eurodish 系统的测试时间不是很长, 因此到目前为止所发现的该系统的主要问题是控制系统不稳定和传感器容易破坏。

3.2.3 SES 系统

美国 SES (Stirling Energy Systems) 公司于 1996 年从 McDonnell Douglas 公司获得碟式聚光器的知识产权, 从瑞典克昆 (Kockums) 公司获得生产斯特林机的授权, 然后致力于碟式聚光太阳能发电技术的商业化。在美国 DECC (Dish Engine Critical Components) 项目的推动下, 1998 年 3 月到 1999 年项目完成了第一期评估斯特林机的性能的任务, 2000 年开始建立和测试完整的系统。

SES 系统的主要特点是: ①采用了平衡配重设计, 聚光器的重量与放置在焦点位置的斯特林机的重量向平衡; ②聚光镜的中间开有缝, 使得 PCU 单元可以被降到地面, 从而有利于安装和维护; ③聚光器镜面采用了模块设计, 现场安装方便。SES 系统如图 3.4-52 所示。

表 3.4-11 给出了 SES 系统的主要结构和性能参数。

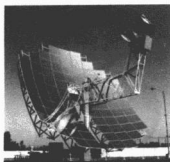


图 3.4-52 SES 系统

表 3.4-11 SES 系统的主要结构和性能参数

聚光器		电力转换单元		系统性能
类型	多碟, 近似旋转抛物面	采光口直径(cm)	20	已经运行时间(h)
碟片数片	82	斯特林机类型	Kockums/SES4-95	额定功率(kW)
玻璃面积(m ²)	91	气缸数	4	峰值功率(kW)
投影面积(m ²)	87.7	排气量(mL)	380	峰值净效率(%)
镜面反射率	0.91	转速(r/min)	1800	年均净效率(%)
高度(m)	11.9	工作流体	氦气	年发电量(kWh)
宽度(m)	11.3	输出控制	可变压力	
跟踪控制	开环控制	发电机	3相(480V)异步电动机	
焦距(m)	7.45			
截断因子	0.97			
峰值聚光比	7500			

SES 系统自运行调试以来, 状态一直良好。

3.2.4 WGA 系统

WGA 系统是基于 WGA 聚光器、控制技术以及 Solo-161 斯特林机技术组成的系统。WGA 聚光器是 Sun Lab 开发 Paneltec 公司生产的结构化聚光镜碟片。该碟片使用了工业上已经证明的层压技术, 反射镜面为 Naugatuck 玻璃公司生产的高反射率薄玻璃。系统采用了无人值守、故障诊断、数据采集和通信全自动的控制系统。1999 年第一台 WGA 系统开始并网运行测试, 2001 年第二台 WGA 系统进行独立运行测试, 两套系统都达到了设计的性能指标。WGA 系统如图 3.4-53 所示。

表 3.4-12 给出了 WGA 系统的主要结构和性能参数。

表 3.4-12 WGA 系统的主要结构和性能参数

聚光器		电力转换单元		系统性能
类型	单碟, 旋转抛物面	采光口直径(cm)	14	已经运行时间(h)
碟片数(片)	32	斯特林机类型	Solo-161	额定功率(kW)
玻璃面积(m ²)	42.9	气缸数	2	峰值功率(kW)

续表

聚光器		电力转换单元		系统性能
投影面积(m ²)	41.2	排气量(mL)	160	峰值净效率(%)
镜面反射率	0.94	转速(r/min)	1800	年均净效率(%)
高度(m)	8.8	工作流体	氦气	年发电量(kWh)
宽度(m)	8.8	输出控制	可变压力	
跟踪控制	开环/闭环控制	发电机	3相(480V)异步电动机	
焦距(m)	5.45			
截断因子	0.99			
峰值聚光比	>11 000			



(a)



(b)

图 3.4-53 WGA 系统
(a) 系统正面; (b) 系统背面

WGA 系统自运行调试以来状态良好。

3.2.5 ANU SG3 系统

SG3 为澳大利亚国立大学研究开发的 400m² 大碟。如图 3.4-54 所示, 该碟式聚光器基于钢管架与球形节点连接的空间结构设计。54 片三角形的玻璃粘贴在碟式结构上, 组成反射面。聚光器在液压油缸的驱动下对太阳实施双轴跟踪。一个直流锅炉安装在焦点处直接发生 100g/s、4.5MPa、500℃ 的过热蒸汽。

3.2.6 IEECAS 系统

中国科学院电工研究所“十五”期间就开始研究碟式聚光器, 并先后开发了张模式聚光器(见图 3.4-55)和多碟式聚光器(见图 3.4-56), 在当量直径为 5m 的多碟式斯特林太阳能发电系统上实现了发电, 从而完成了当量直径为 10m 的多碟式大碟, 如图 3.4-57 所示, 峰值热功率可以达到 37kW。



图 3.4-54 ANU SG3 系统

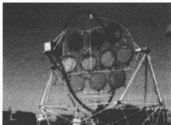


图 3.4-55 张模式聚光器



图 3.4-56 1kW 多碟式斯特林发电系统



图 3.4-57 直径 10m 的多碟式聚光器

目前,中国科学院电工研究所已经完全掌握了碟式聚光器、控制系统等关键技术。进一步发展碟式系统的关键在于研究开发适合太阳能热发电使用的热机,如斯特林机或布雷顿机。

3.3 碟式系统关键组件的主要参数和方程

碟式聚光太阳能热发电的目的就是要将太阳能有效地收集并高效地转化为热能。提高碟式聚光器的光学效率、吸热器的热效率、斯特林机的热效率是达到上述目标的关键。下

面将对上述关键部件的基本参数和方程进行介绍,从而为提高各部件的效率提供参考。

3.3.1 碟式聚光器的主要参数和方程

碟式聚光器收集的太阳能一部分通过主动的方式被转移利用,另一部分则损失掉。减少热损失的途径主要有两种:一种是降低吸热器的运行温度,另一种则是减少吸热器的散热面积。通常情况下,通过吸热器主动转移的能量受利用条件的约束,其使用温度是一定的。因此,为了减少热损失,就要减小吸热器的散热面积。另外,聚光器反射面的价格低于吸热器受热面的价格,因此从降低成本的角度也希望减少吸热器的面积。这也是为什么使用碟式聚光器作为太阳能收集装置的原因之一。

聚光器的聚光比可以分为光学聚光比和几何聚光比两种。光学聚光比定义为吸热器上的平均辐射热流密度在吸热器面积上的积分与入射到聚光器采光口上的直射辐射强度的比值,用公式表示为

$$CR_o = \frac{\frac{1}{A_r} \int I_r dA_r}{I_a} \quad (3.4-1)$$

式中: CR_o 为光学聚光比; I_r 为吸热器上的平均辐射热流密度; I_a 为入射到聚光器采光口上的直射辐射强度; A_r 为吸热器面积。

几何聚光比定义为聚光器采光口面积 A_a 与吸热器面积 A_r 的比值,即

$$CR_g = \frac{A_a}{A_r} \quad (3.4-2)$$

太阳能热发电的工程应用中,几何聚光比使用得更广泛。

由于旋转抛物面是以抛物线作为母线绕抛物线的光轴旋转得到的,因此先分析抛物线的基本特性。图 3.4-58 所示为抛物线主要参数示意图。

如果以 V 点作为原点,则抛物线的方程为

$$y^2 = 4fx \quad (3.4-3)$$

式中: f 为焦距。

抛物线上任意一点到焦点 F 的距离 P 为

$$P = \frac{2f}{1 + \cos \psi} \quad (3.4-4)$$

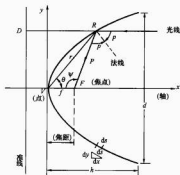


图 3.4-58 抛物线主要参数示意图

式中: ψ 为 VF 与 P 的夹角。

在碟式聚光太阳能热发电中,常用边缘角 ψ_m 和焦距比 f/d 来描述聚光器的形状,两者之间存在式 (3.4-5) 所示的关系

$$\frac{f}{d} = \frac{1}{4 \tan \frac{\psi_{\text{ym}}}{2}} \quad (3.4-5)$$

式中:边缘角 ψ_{ym} 为 VF 与抛物线最边缘的点与焦点连线的夹角。

如果将太阳光考虑成点光源,并且不考虑引起象散的各种误差,如镜面误差、跟踪误差等,则可以将平行入射光的反射特性描述为图 3.4-59 所示的情况。

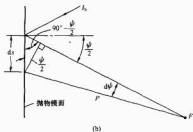
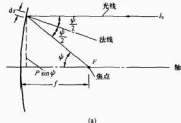


图 3.4-59 平行入射光在抛物线聚光镜面的反射
由图 3.4-59 可知

$$dA_s = l ds \quad (3.4-6)$$

当聚光器为槽式抛物面时, l 为沿焦线方向的微元带的长度;当聚光器为旋转抛物面时, l 为微元圆环的周长,则

$$ds = \frac{P \sin(\psi/2)}{\cos(\psi/2)} d\psi \quad (3.4-7)$$

作用在微元面积上的总辐射热流为

$$dq = dA_s I_b \cos \frac{\psi}{2} = \frac{2f I_b d\psi}{1 + \cos \psi} \quad (3.4-8)$$

对碟式聚光器而言

$$dq = \frac{8\pi I_b f^2 \sin^2 \psi}{(1 + \cos \psi)^2} d\psi \quad (3.4-9)$$

实际上太阳不是点光源,它有 $32'$ 的散角,所以其成像并非一个点,而是有一定宽度的焦斑。焦斑宽度是聚光技术中的重要概念。

图 3.4-60 所示为当太阳以 ϵ 散角入射时的成像宽度。太阳的成像宽度 Δr 为

$$\Delta r = 2P \tan \frac{\epsilon}{2} \quad (3.4-10)$$

如果不考虑反射镜面误差、跟踪误差、安装误差等误差, ϵ 仅为太阳的散角,那么 $\epsilon = 32'$ 。实际上,无论聚光器制作的精度多么高,都会存在上述误差,因此 ϵ 应该取为这些误差的综合,即

$$\epsilon = (\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 + \dots + \sigma_n^2 + \dots)^{1/2} \quad (3.4-11)$$

根据概率和数理统计理论,可以将太阳成像的宽度公式重新写成

$$\Delta r = 2P \tan \left(n \times \frac{\epsilon}{2} \right) \quad (3.4-12)$$

式中: n 为标准差,它的大小决定了落在反射面(由 P 定义)上的光落入 Δr 的比例。通常情况下取 $n = \pm 2, \pm 3$ 来确保超过 95% 的能量被捕捉。

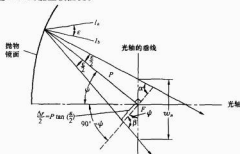


图 3.4-60 太阳光以 ϵ 散角入射时的成像宽度
焦面宽度 w_s 的表达式为

$$w_s = \frac{2P \tan \left(n \times \frac{\epsilon}{2} \right)}{\cos \psi} \quad (3.4-13)$$

3.3.2 吸热器的基本原理

碟式聚光太阳能发电系统的吸热器大多使用腔式吸热器,其基本思想就是将投射到吸热器采光口的高热流密度的能量落到腔内更大面积的吸热面上,从而减少吸热面上任意一点的热流密度。理想情况下,对于一个保温非常好的腔式吸热器,其内部的温度是均匀的,热损失仅从吸热器采光口通过辐射和对流损失掉。因此,腔式吸热器热损失模型可以写为

$$Q_{\text{loss, cav}} = h_{\text{cav}} A_{\text{cav}} (T_{\text{cav}} - T_a) + \sigma_B F_{\text{cav}, a} A_{\text{cav}} (T_{\text{cav}}^4 - T_a^4) \quad (3.4-14)$$

式中: h_{cav} 为吸热器采光口处的对流传热系数; A_{cav} 为吸热器采光口面积; T_{cav} 为吸热器的温度; T_a 为环境温度; σ_B 为斯蒂芬-波尔兹曼常数; $F_{\text{cav}, a}$ 为辐射传热形状因子; T_a 为天空温度。

吸热器的大小直接与聚光器的光效率和吸热器自身效率有关,如图 3.4-61 所示。吸热器采光口的尺寸越大,其截获的人射太阳能越多,但热损失也越大。因此,吸热器的大小有一个最优值。

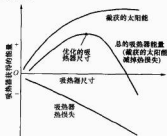


图 3.4-61 吸热器采光口的大小
与有效截获能量大小的关系

3.3.3 斯特林机的基本原理

斯特林机经常使用氢气或氦气作为工质,它们可以发生快速的热传递而不发生相变。理想的斯特林循环包括 4 个过程,取两个等温过程和两个等容过程,如图 3.4-62 所示。

做功仅仅在两个等温过程进行,但热传递在 4 个过程都发生。①→②过程中释放的热量可以在②→③过程中再利

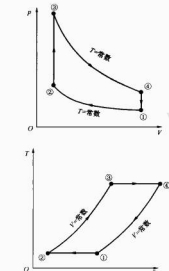
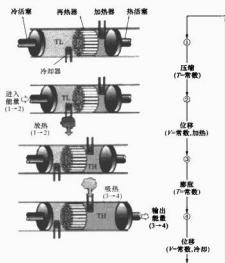


图 3.4-62 斯特林循环示意图和热力循环图

用，实际上这种带再热过程的热力循环效率即等于卡诺循环的热效率。

4 其他太阳热发电方式

4.1 太阳池系统

太阳池实质上是一种具有一定浓度梯度的盐水池，它具有太阳能集热器和储热器的双重功能。如图 3.4-63 所示，盐池里的水在垂直方向具有一定的盐度梯度，上部是淡水，底部是较重的盐水。太阳光透过盐上部的水到达底部，加热底部的盐水，然后在不扰乱破坏太阳池水主体，维持池内所需密度梯度的情况下，用泵从池底抽出已被加热的盐水，通过热交换器换热后，再送回池底。

太阳池热发电就是应用太阳池的特性，将天然盐湖建成太阳池，如同一个巨大的平板集热器，利用它吸收太阳

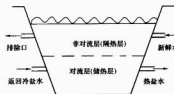


图 3.4-63 太阳池示意图

能，再通过对热交换加热低沸点工质产生过热蒸汽，以驱动汽轮机发电机组发电。以色列于 1975 年在死海边建造了世界上第一座太阳池电站。

4.1.1 太阳池的一般特性

由于水对长波辐射几乎是不透明的，因此当太阳辐射进入池内后，红外部分在水面以下几厘米的范围内就全部被吸收掉了，而可见光和紫外线则可穿透清水达数米的深度，并由涂黑的池底吸收。因为水是热的非良导体，所以池底所吸收的热量很少能通过传导散失到大气中去。同时，池水和池底作为辐射源，由于它们的温度都较低（ $<100^{\circ}\text{C}$ ），因此辐射的波长多在远红外区，全部都被池水本身所吸收，因而辐射热损失也极小。所以，关键在于控制池内的盐浓度，使得由浓度梯度所造成的正密度梯度（即池顶为清水，池底为饱和盐水溶液，池水密度自上而下越来越大），超过由温度梯度所造成的负密度梯度（即池顶温度与大气温度相同，池底由于不断吸收太阳能而温度逐渐升高，所以池水密度自上而下越来越小）使池水在竖直方向上不会发生对流，因此对流热损失也很小。这样，太阳辐射除了在池水表面层发生反射损失外，进入池内的部分基本上全被池水和池底所吸收，只有少量热量通过四壁和底部散失给土壤。太阳池可视为一种水平放置的大型集热器，由于它的储热量较大，因此可作为跨季度蓄热器使用。

4.1.2 太阳池的设计和建造

在太阳池的设计和建造中，首先应考虑当地的太阳辐射资源、盐资源、气候和水文、地质条件以及土方施工费用等，以便提高利用太阳池作为低温热源来发电或其他应用的技术和经济的可行性。比较理想的建造太阳池的地区应具备的条件有：①太阳辐射资源比较丰富，年辐射总量在 $4200\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ ；②盐资源比较丰富，年产量在 $1.6 \times 10^6\text{t}$ 以上；③全年日平均气温低于或等于 0°C 的天数少于 60 天，全年暴雨（日降水量 $\geq 50\text{mm}$ ）的天数少于 5 天，全年平均大风（风力在 8 级以上）的天数少于 50 天；④水下水位深度大于 5m，且地下水流速小于 $1\text{m}/\text{d}$ 。如全年暴雨或暴风天数多于上述条件，则应采取相应的防护措施；如地下水位较高，则必须在太阳池的底部采用有效且可靠的隔热和防漏措施。此外，如当地盐资源短缺而盐价高时，则必须与其他供热方式进行经济可行性的比较。因为一般建造太阳池时，盐价和土方施工费用约占初投资的 $1/2 \sim 1/3$ 。图 3.4-64 所示为典型太阳池的纵剖面结构，其中上部对流区的厚度为 $0.2 \sim 0.3\text{m}$ ，中部非对流区（或称梯度区）的厚度为 $1.2 \sim 1.3\text{m}$ ，下部对流区的厚度为 $1.0 \sim 1.5\text{m}$ 。

在以一定速率连续提取热量的条件下，太阳池的储热能力表现在底层盐溶液的浓度变化幅度上。显然，底层的温度变化越小，表明太阳池的储热能力越大。只要下部对流区的厚度超过 0.5m ，底层温度的日变化幅度即在 $\pm 2^{\circ}\text{C}$ 以下，太阳池就适宜于作为温度基本恒定的低温热源加以利用。图 3.4-65 所示为印度 Bhavnagar 中央盐业和海水化学研究所

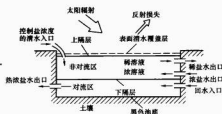


图 3.4-64 典型太阳池的纵剖面结构

G. C. Jain 博士研究使用的太阳池示意图。

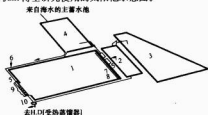


图 3.4-65 印度 Bhavnagar 中央盐业和海水化学研究所 G. C. Jain 博士研究使用的太阳池示意图

1—太阳池；2—浓缩溶液储存池；3—卤汁储存池；4—海水沉淀池；5—观察室；6—溢水道；7—表面流的多孔管；8—底部输液的多孔管；9—热溶液引出管；10—热溶液收集和分配小池

总之，太阳池热发电系统因其结构相对较简便、成本较低而引起许多国家专家的关注。除了以色列之外，澳大利亚建立了一座 15kW 的太阳发电系统。美国爱迪生电力公司在加利福尼亚州的萨尔顿湖建造了一座发电容量为 5kW 的太阳池电站，还有一座 70kW（电）和 330kW（热）的热电联供系统用于海水淡化。但是，由于太阳池占地面积大、效率太低（约在 1.3% 以下），且有诸如盐液梯度稳定性、池内藻类处理以及管路系统易腐蚀等问题尚待解决，因此该项技术仍处于探索之中。

4.2 CENICOM 太阳热发电系统

CENICOM 太阳热发电系统也称为多碟式太阳热发电系统。它是结合了碟式和槽式太阳热发电系统特点发展的一种新型系统，同样也是由聚光集热子系统、热传输子系统、蒸汽轮发电机组等部分组成。如图 3.4-66 所示，CENICOM 发电系统的特点在于聚光集热部分，其最基本的部件是直径为 3m 的碟式太阳能聚光器（见图 3.4-67），88 台这样的碟式聚光器组成一个基本模块，即一个 CENICOM，每一个 CENICOM 配置一个蒸汽发生器，如图 3.4-68、图 3.4-69 所示。36 个 CENICOM 通过一定的排列串联起来，构成一个 Cluster。因此，它的应用是很灵活的，当需要与不同容量的发电机组匹配时，只需改变 CENICOM 或 Cluster 即可。

CENICOM 系统采用点聚焦，工作温度可达 1100℃，由此可产生高温高压蒸汽，具有较高的蒸汽循环发电效率。

双轴太阳能跟踪装置提高了太阳能的接收效率。88 台反射镜由方位角和高度角点控制来使之直接面向太阳。方位角的控制是依靠转动支持所有镜子的共同托架来完成，而高度角的控制则是用一个驱动电动机和传动装置同时转动每排

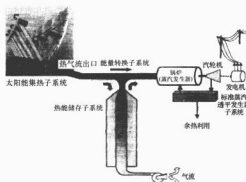


图 3.4-66 CENICOM 太阳热发电系统

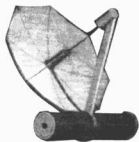


图 3.4-67 3m 直径的聚光器

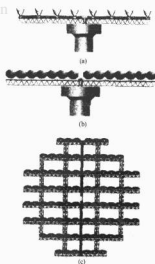


图 3.4-68 CENICOM 系统视图
(a) 左视图；(b) 主视图；(c) 俯视图

反射镜来完成。

CENICOM 系统的工作介质采用空气。相比较塔式系统采用熔盐和槽式系统采用矿物油而言，采用空气更安全也更廉价。同时，采用空气可达到更高的温度。槽式系统需要辅助燃料（如天然气）来提升蒸汽温度以满足汽轮机的效率，塔式系统则需要辅助燃料（如化石燃料）来加热熔盐以防止其凝固，而 CENICOM 系统可做到不需要辅助燃料。

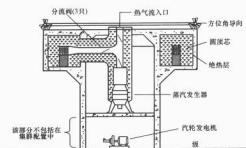


图 3.4-69 CENICOM 装置塔

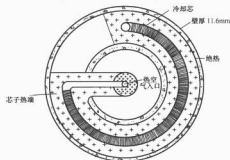


图 3.4-70 CENICOM 装置顶部剖面

此外，CENICOM 系统带有蓄热装置，可将能量的收集和发电分开，即可根据运行的需要，合理设计蓄能装置的容量，使之在阴天也能发电。

在全年同等发电量的情况下，CENICOM 系统与其他系统相比占地较少，CENICOM 装置架空于框架上，其下部空间仍可利用。每个 CENICOM 需要 2469m^2 ，而其基础仅占地 105m^2 ，因此，每个 CENICOM 有面积为 2364m^2 、高 7.3m 的可利用空间。

当然，这里所介绍的美国 CENICOM 公司的这种太阳热发电系统的部件也仍需不断优化，诸如空气输送管、管道材料、膨胀接头，以及可以使系统旋转跟踪太阳的管道旋转接头，又如与汽轮机厂合作，生产高效的小型汽轮机等。

4.3 太阳热气流发电系统

太阳热气流发电也叫太阳能烟囱发电，这一系统的构想是由德国 J. Schlaich 教授于 1978 年首先提出的。世界上第一个实验性的太阳能烟囱发电站是由德国研技部发起建造的，于 1981 年安装于西班牙马德里南部的门泽纳雷斯市(Manzanres)，装机容量为 50kW 。该电站(见图 3.4-71)

于 1982~1987 年间经过了长期运行的考验，验证了太阳热气流发电的可行性，并可以用较为简单的技术及部件制造。

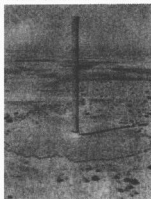


图 3.4-71 太阳能烟囱发电实验电站(西班牙 Manzanres)

太阳热气流发电的工作原理如图 3.4-72 所示。在一片广阔的平地上，用透明塑料或玻璃做一个中间向上倾的屋面。于是，在阳光的照射下，屋内的空气就被加热，且它对环境的温差可达 35°C 。利用冷空气的密度差，加热了的空气将向屋顶上方运动，从而在屋顶中央安装的烟囱内迅速上升，其速度可达 15m/s 。在烟囱的底部安装一台风力发电机，从而将热风的动能转变成电能。据理论分析，这种发电厂的容量范围可达 $30\sim 100\text{MW}$ 。同时，土地具有储能的作用，从而可减少输出功率的波动。

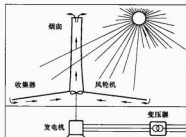


图 3.4-72 太阳热气流发电的工作原理示意图

这种将成熟的温室技术、烟囱抽力和风力汽轮机技结合为一体的太阳热气流发电系统的不足之处在于占地面积很大、发电效率约为 1% ，从而限制了它的发展，目前仍处于探索试验阶段。

第5章 前景展望

太阳能发电是一种利用自然界巨大的核聚变反应堆的精巧之路。太阳3天向地球辐射的能量相当于全球已探明的所有矿物燃料的总和。

地球上的太阳辐射能可以通过若干方式转换成电能。最方便的方式是燃烧生物质（或化石燃料），即通过加热锅炉产生蒸汽推动汽轮机使发电机旋转。这条燃烧生物质发电的途径，太阳能利用效率极低，仅为1%；另一种方式是采用太阳能集热器，通过聚集太阳光加热锅炉推动汽轮机发电，也称为太阳热发电。在阳光充足的地区，太阳热发电具有高达30%的发电效率，它还可以与常规的燃烧技术同时使用，组成一种混合系统。此外还有一条途径，就是利用太阳能电池这种半导体电子器件有效地吸收太阳光辐射能，并使之转换成电能。这种直接发电的方式称之为太阳能光伏发电。现今光伏发电系统的效率已达到15%，且有望进一步提高。图3-5-1所示为三种利用太阳能发电的途径。

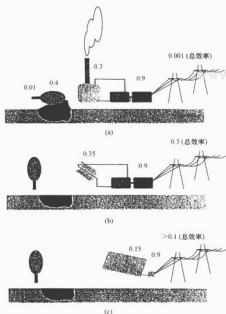


图 3-5-1 太阳能转换成电能三条途径

(a) 生物质—燃烧—常规蒸汽汽轮机发电；(b) 太阳能集热器—产生蒸汽—常规蒸汽汽轮机发电；(c) 太阳能电池—逆变器发电

太阳热发电系统转换效率高，且其成本仅为光伏发电系统的1/2~1/3。该系统可使用相对便宜的储热技术，从而不会使储热费用增加太多。澳大利亚国家太阳能学会副主席 David Mills 认为，太阳热发电系统正处于可再生能源技术队伍的排头位置。

太阳热发电技术同其他太阳能利用技术一样，也在不断

完善和提高，但其商业化程度尚未达到太阳热水器和太阳电池的水平。

20 世纪 90 年代以来，美国能源部通过“太阳热发电计划”，对前面介绍的 9 套槽式线聚焦系统进行了考察和分析，确定了系统运行、维修的优化方案，并对系统的自动化、可靠性以及集热器的对准和净化等进行了分析。分析认为槽式电站的运行和维修成本可以降低 30% 左右，已可步入商业化应用。之后，美国能源部又通过“太阳热发电计划”积极推动太阳热发电技术的商业化进程。该计划的主要内容如下：

(1) 太阳热发电系统和部件的研究与开发。

(2) 与太阳热电力工业合作，开发适合于现在和未来的太阳热发电技术。

(3) 对未来的用户开展宣传和培训，使其认识太阳热发电技术的意义，重点是帮助太阳能产业界开发商品化的产品，以改进现有的技术，使之进入近期市场。

(4) 大力降低太阳热发电设备的造价和成本。

欧洲也制订了积极推进太阳热发电技术的计划，其主要内容为：

(1) 研制开发低成本、高效率的 100~200MW 槽式系统和塔式系统。

(2) 开发与建立 1~5MW 碟式太阳—燃油混合系统。

(3) 在欧洲南部和北非建立太阳热发电示范工程。

(4) 制订系统和部件的研制开发计划，包括系统和部件的优化设计。

(5) 对于新系统的试验和改进。

(6) 开发 30MW 级的工业化热发电系统。

(7) 大力开拓应用市场。

从上述美国和欧洲的太阳热发电现状和计划可以看出，这些工业发达国家正处于太阳热发电商业化的前夕，政府和工业界正联合采取措施推动其商业化进程。专家们预测，2020 年左右，太阳热发电系统将在发达国家实现商业化，并逐步向发展中国家因地制宜地扩展。

各工业发达国家虽然均在采取措施，制定规划积极研究和开展太阳热发电技术，但对其经济性也有不同的看法。由于地面上所接受的太阳辐射的能量密度低，因此太阳热发电系统的集热面积要比相同容量火电厂煤场的占地面积大 10 倍左右。发电系统要获得很高的系统效率，必须采用高倍率的聚光集热装置，从而致使单位容量的造价很高，其发电成本目前尚难以与火力发电相竞争。但随着新技术、新材料和新工艺的不断发现，研究开发工作的更加深入，应用市场的不断扩大，太阳热发电系统的造价是完全有可能大为降低的。同时，随着常规能源的涨价和资源的逐步匮乏，以及大量利用化石能源对环境影响的日益突出，发展太阳热发电技术将会逐渐显现出其经济、社会的合理性。特别是在常规能源匮乏、交通不便而太阳能资源丰富的边远地区，当需要热电联合开发时，采用太阳热发电技术是有利、可行的。同时，与常规能源（或其他可再生能源）互补，建设太阳能—化石燃料混合发电系统的前景很好。

在太阳热发电系统的三种基本类型中,槽式抛物面线聚焦系统技术比较成熟,已进入商业化发展阶段,而塔式和碟式正处于技术示范阶段;比较而言,槽式与塔式系统适合于MW级以上的大型集中式太阳热发电站,碟式系统则更适合于千瓦级至十千瓦级分布式发电系统,经模块化设计亦可方便地组成大型碟群太阳热发电站。表3.5-1给出了这三种太阳热发电的技术经济分析结果。预计到2020年,塔式和碟式发电技术趋于成熟,届时也将具有较强的商业竞争力。表3.5-2则给出了太阳热发电与其他可再生能源发电的经济性分析结果,与表3.5-1的数据虽出于同处,但由于发表的时间较早,因此数据有所不同,供参考。

我国太阳热发电研究开发起步也较早。20世纪70年代末,国内部分科研院所和高等院校,如中国科学院电工研究所、上海机械学院和天津大学等,也对太阳能热发电开展了应用基础研究工作,并在天津和上海分别建立了功率为1kW的塔式太阳热发电模拟装置和功率为1kW的平板式低沸点工质太阳热发电模拟装置进行实验。20世纪80年代初,湘潭电机厂与美国太空电子公司合作试制了2台5kW碟式抛物面点聚焦太阳热发电装置。在“八五”、“九五”和“十五”期间,原国家科委和现在的科技部,均将大型太阳热发电关键技术列入国家重点科技攻关计划,将小型碟式太阳热发电装置的研制列入863计划,安排中国科学院电工研究所等单位进行科技攻关和研究开发,并于2006年完成了10kW碟式聚光器和1kW太阳能碟式聚光—斯特林发电

系统试验示范,通过国家863办公室组织的专家验收。目前,已开始实施“十一五”863太阳热发电研发计划,研建1MW塔式热发电试验示范电站,投入力度达到约8000万至1亿元人民币。图3.5-1所示为1kW太阳能多碟式—斯特林发电系统。

此外,近年来的发达国家还开展了一项称之为“太阳能烟囱”的太阳热发电方式的研究试验。太阳能烟囱发电系统主要由烟囱集热器(平面温室)、发电机以及储能装置组成,其主要通过温室加热的空气经温室中心和烟囱底部产生气流,从而带动发电机发电。1982年,德国科研人员中西班牙马德里南部的Manzanar建成了一座50kW的太阳能烟囱示范项目,首次把大型温室热气流推动涡轮机发电的概念变为现实。之后,在此基础上,Eviro Mission公司开始计划在澳大利亚悉尼以西600km处,建造200MW的太阳能烟囱发电站。该电站烟囱高1000m、直径为130m,建于直径为7000m的平面温室中心,其关键技术是在温室的内外创造一定的温差,使大型圆形玻璃温室内的空气定向运动到中心的倾斜天花板处产生一个近恒速的风流,再通过安装在烟囱底部的32个封闭式叶轮机昼夜连续发电。发电站设计年发电量为700GWh,预计建设总投资为6~7亿澳元。目前,该项目仍在优化设计阶段。太阳能烟囱的太阳热发电方式的最大特点是没有聚光系统,不但可利用漫射光,而且避免了因聚光带来的各项技术难题。目前,国内一些高等院校也正在这方面投入力量进行前期的基础性研究。

表3.5-1 聚光太阳热发电现状与项目成本

发电系统类型	技术现状	单位容量	投资成本 (美元/kW)	运行维护成本 (美分/kWh)	发电成本(美分/kWh)	
					2000年	2010年
槽式	较早实现商业化发展	30~80MW	2900	1.0	6.8~11.2	5.6~9.1
塔式	示范技术可行	30~200MW	2400~2900	0.7	5.2~8.6	3.3~5.4
太阳能碟式—斯特林	示范技术可行	5~50kW	2900	2.0	8.6~13.0	4.0~6.0

表3.5-2 几种发电方式的经济性分析

技术	配置方式	成本(美分/kWh)				
		1997年	2000年	2010年	2020年	2030年
生物质	直燃	8.7	7.5	7.0	5.8	5.0
地 热		3.3	3.0	2.4	2.1	2.0
太阳热发电	塔式	—	13.6	5.2	4.2	4.2
	槽式	17.3	11.8	7.6	7.2	6.8
	碟式	—	17.9	6.1	5.5	5.2
光 伏	板式	51.7	29.0	8.1	6.2	5.0
风 力	水平轴	6.4	4.3	3.1	2.9	2.8

参 考 文 献

- [1] 刘鉴民, 李安定, 等译. 太阳能的基础和应用. 上海: 上海科学技术出版社, 1982.
- [2] 殷志强. 太阳能应用. 北京: 人民教育出版社, 1995.
- [3] 李安定. 太阳能光伏发电系统工程. 北京: 北京工业大学出版社, 2001.
- [4] 王长贵. 新能源发电技术. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [5] 李安定. 技术预见报告. 北京: 科学出版社, 2005.

主编单位：中国可再生能源学会风能专业委员会

中国科学院电工研究所

中国水电工程顾问集团公司

中国电力科学研究院新能源所

浙江华仪风能开发有限公司

主编：贺德馨 许洪华 施鹏飞 戴慧珠 吴运东

编写人员：（按姓氏笔画排序）

王伟胜（中国电力科学研究院新能源所）

王斯永（华能新能源产业控股有限公司）

王巍（北京鉴衡认证中心）

田野（中航惠腾风电设备有限公司）

田景奎（北京国电华北电力工程有限公司）

刘薇（北京鉴衡认证中心）

齐同庆（中国运载火箭技术研究院）

许洪华（中国科学院电工研究所）

李汉香（中国电力科学研究院新能源所）

李建林（中国科学院电工研究所）

杨洪源（北京鉴衡认证中心）

吴运东（浙江华仪风能开发有限公司）

汪治中（北京交通大学）

沈德昌（中国农机工业协会风能设备分会）

汪治中(北京交通大学)

沈德昌(中国农机工业协会风能设备分会)

张世惠(中国风电集团有限公司)

陈 坤(中国空气动力研究与发展中心计算空气动力研究所)

武 鑫(中国科学院电工研究所)

赵 斌(中国科学院电工研究所)

施鹏飞(中国水电工程顾问集团公司)

宣安光(杭州前进齿轮箱集团有限公司)

宫靖远(华锐风电科技有限公司)

姚小芹(北京鉴衡认证中心)

贺德馨(中国可再生能源学会风能专业委员会)

都志杰(北京远东博力风能设备有限公司)

高 辉(国华能源投资有限公司)

曹蛟龙(北京鉴衡认证中心)

戴慧珠(中国电力科学研究院新能源所)

第1章 概述

1 风力发电原理

空气流动现象称为风，一般指空气相对地面的水平运动。风能是风的动能，地球上的风能资源十分丰富，为了利用风能，人们发明了风帆和风力机，风帆驱动船舶航行，风力机将风能转换成旋转的机械能，驱动水泵、发电机或其他风能转换装置。

风力发电机组（简称风电机组）是将风能转化为电能的机械。风电机组按风轮形式可分为垂直轴风电机组和水平轴风电机组。目前，风电机组主要是水平轴风电机组。水平轴风电机组按功率调节方式可分为失速型风电机组、主动失速型风电机组和变桨变速型风电机组等。目前的大型水平轴风电机组主要是变桨变速型风电机组。

水平轴风电机组主要由风轮、发电机、传动系统、偏航系统、控制系统和塔架等部件组成。风轮是风电机组最主要的部件，由叶片和轮毂组成。叶片在气流作用下能产生空气动力使风轮旋转，将风能转换成机械能，再驱动发电机转换成电能。理论上，风轮能将59.3%的风能转换为机械能，现代风电机组风轮的效率可达到45%以上。风电机组输出功率在达到额定功率之前，功率与风速的立方成正比，即风速增加1倍，输出功率增加8倍。

风力发电是当前风能利用的主要方式，目前风力发电运行方式主要有两类，一类是离网型风力发电系统；另一类是并网型风力发电系统。

离网型风力发电系统一般是由小型风电机组组成的独立供电系统，或者是采用小型风电机组与太阳能电池组成的风—光互补供电系统。离网型风力发电系统也可以采用中型风电机组与柴油发电机或太阳能电池组成混合供电系统。为了保证对负载持续供电，离网型风力发电系统一般采用蓄电池储能，它可以直供电，也可以通过变频器将直流电转换成交流电使用。

并网型风力发电系统一般作为常规电网的一种电源。并网风力发电是大规模利用风能最经济的方式，商业化的机组单机容量为100~5000kW，既可以单机并网，也可以由多台机组，甚至成百上千台机组组成风电场，规模可以达到百万千瓦级。

2 风力发电特点

风力发电与其他发电方式相比，有如下的特点：

(1) 风力发电是一种间歇性电源。由于风速和风向随时空变化，风电机组输出的电能有间歇性和随机性，因此，在离网型风力发电系统中需要用蓄电池储存电能，在无风或微风期间由蓄电池满足供电的需要。有的离网型风力发电系统中还采用风—光互补系统或风—柴互补系统。在并网风电系统中，风电在电网中的比例较小，风电由大电网调节消纳，当风电的比例很大时，会对电网稳定运行和电网调峰带来影响，需要采取一定的措施。例如，可以对风电场发电量进行短期预报，供电网调度参考使用。

(2) 风电机组运行条件恶劣。风电机组设计寿命一般为

20年，要经常年在恶劣的气候环境下运行。恶劣气候通常是指台风、低温、覆冰、雷暴、沙尘暴、盐雾等。恶劣气候环境对风电机组产生很大的影响，包括增加维护工作量，减小全年发电量，严重时还导致风电机组损坏，因此，应采取必要的防范措施，提高风电机组抗恶劣气候环境的能力，以减少损失。

(3) 风力发电成本逐渐下降。风力发电是可再生能源技术中成本下降最快的一种发电方式。风力发电成本下降的主要原因是：风电技术的进步使风电机组的单机容量增大，风电机组可靠性提高；风电产业的发展使风电机组规模化生产，产能不断增加；风电市场的需求使风电场建设趋于成熟。虽然目前风力发电单位成本还高于火电，但是随着煤炭、油气等不可再生能源的逐年减少和火电污染治理成本的逐年增加，且随着风电技术的进步、产业规模的扩大，风力发电在经济上将是一种有竞争力的电力资源。

(4) 风电场可以分散建设。风电场与常规电厂不同，由于风电机组与火电机组相比，单机容量较小，可以分散建设，建设周期短，有利于资金周转，及早还贷。另外，风能资源分布地域辽阔，在资源丰富且具有电力负荷的地区，分散建设风电场可以就地消纳电量，减少长距离输电的损失。

(5) 风力发电综合效益好。风能是可再生资源，取之不尽，用之不竭。风电不排放任何有害气体和废弃物，是减少温室气体排放的一种途径。每100万kW风电装机容量平均年发电电量达20亿kWh，即每年可减少CO₂排放量为120万t，有很好的环境效益。

另外，风力发电还有增加就业机会、改善生活质量等社会综合效益，促进地区经济发展。风电场虽然占用土地，但是风力发电机组基础和道路实际使用面积很小，不会影响农田和牧场的使用。风电场会产生噪声，偶尔也会伤及鸟类，但是当采取一定措施后，可以减少这种影响，有些地区风电场还可以成为当地的旅游资源。

3 风力发电现状

风能是目前可再生能源中技术最成熟、最具有规模化开发和商业化发展前景的一种能源。近年来，随着能源供应安全和全球气候变化的影响，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视。许多国家提出了明确的发展目标，制定了支持可再生能源发展的法规和政策，使可再生能源技术水平不断提高，产业规模迅速扩大，成为促进能源多样化和实现可持续发展的主要能源，并将逐步成为缓解世界能源危机的有效途径之一。

3.1 风电产业现状

据全球风能理事会统计，2008年全球风电总装机容量超过了1.2亿kW，全球风电市场仍然以32%的速度继续增长，风电产业正在迅速发展。全球风电产业链已基本形成。

欧洲仍然是全球风电的主要市场，2008年底，欧洲风电总装机容量约为0.66亿kW，占全球市场的55%，发电量约为142TWh，占欧洲年平均电量需求的4.2%。

2008年,亚洲新增风电装机容量约为8590MW,总装机容量超过24300MW。其中,中国和印度是亚洲装机容量增长最快的国家,中国已在全球风电产业中取得了一席之地。

美国风电装机容量持续几年快速增长,成为风电发展最快的国家。2008年,美国新增装机容量约为8360MW,位居世界第一。风能已经成为美国新的能源供应体系的主流选择,使风能连续几年成为仅次于天然气的最大能源供应方式。

2005年,《可再生能源法》颁布以后,中国风电产业得到了迅速发展,到2008年,我国已累计建成238个风电场,总装机容量已超过12200MW,位居世界第四位,其中2008年新增装机容量约为6230MW。

图4.1-1所示为1995~2008年全球累计装机容量统计。

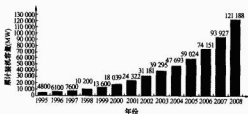


图4.1-1 1995~2008年全球
累计装机容量统计

3.2 风电技术现状

近年来,风电技术的发展也很迅速,主要表现在以下几个方面:

(1) 风电机组单机容量持续增大。近年来,风电机组的单机容量不断增大,2001年安装的风电机组平均单机容量为851kW;2002年安装的风电机组平均单机容量为974kW,其中750~1500kW的风电机组占装机容量的55.7%,1501~2500kW的风电机组占装机容量的30%;2005年安装的风电机组平均单机容量为1320kW,其中750~1500kW的风电机组占装机容量的53.2%,1501~2500kW风电机组占装机容量的40.8%。随着单机容量不断增大和风能利用效率的提高,世界上主流机型已经从2000年的500~1000kW增加到2008年的2~3MW,5~6MW的风电机组也已进入运行阶段,并开始10MW风电机组的研制。

(2) 变桨变速风电机组逐步替代定桨定速风电机组。随着风能技术和电力电子技术的进步,风轮变桨距技术和风电机组变速恒频技术在兆瓦级风电机组中得到广泛的应用,90%以上新安装的风电机组已采用变桨变速风电机组,其中主要是双馈变速恒频型风电机组,其次是直驱变速恒频型风电机组。

无齿轮箱的直驱变速恒频型风电机组能有效地减少由于齿轮箱造成的机组故障,可提高系统的运行可靠性和寿命,大大减少维护成本,得到了市场的青睐。在直驱变速恒频型风电机组中,要采用全功率变流的并网技术,使风轮和发电机的调速范围为0%~150%的额定转速,从而提高风能的利用率,改善风电向电网供电的质量。

(3) 风电机组性能不断完善。随着风电机组的单机容量不断增大,其性能也不断完善,通过采用先进翼型和对风轮叶片变桨距系统的优化设计,风轮的风能利用系数 C_p 已接近0.5。

(4) 风电场建设和运行水平日益提高。随着投资者对风电场建设前期工作和建成后运行质量越来越高的要求,已经针对风能资源评估开发了先进的测试设备和评估软件。在风电场选址,特别是在复杂地形下的选址和风电机组接入系统的设计方面,也已开发出商业化的应用软件。另外,还开始研究风电场和区域发电量的短期及长期预测。

(5) 风电标准、检测与认证体系逐步完善。风电机组标准、检测和认证是提高风电机组性能、保证风电机组产品质量、规范风电市场和推动风电发展的重要基础。除了国际电工委员会制定风电国际标准外,各国也根据各自的国情制定风电国家标准。许多国家还设有风电检测中心和认证机构。

另外,风电机组的齿轮箱、发电机、变流器等部件的运行效率也都进一步提高。在效率增加的同时,风电机组的可靠性特别是抗恶劣气候环境的能力增加,可利用效率一般都在95%以上。

4 风力发电趋势

(1) 发展海上风电场。建设海上风电场是风能发展的重要方向,特别是欧洲,陆上风能资源可开发的区域已越来越少。继续在陆上建设风电场,会带来占用土地,影响自然景观,噪声对周围居民生活带来不便等问题。另外,海上风能资源比陆地丰富,不但风速高,而且很少有静风期,能更有效地利用风电机组的发电容量。海水表面粗糙度低,海平面摩擦力小,风速随高度的变化小,不需要很高的塔架,可有效降低风力发电机组的成本。海上风的湍流强度也低,作用在风力发电机组上的疲劳载荷小,可延长机组使用寿命。因此,近年来在欧洲已呈现将风电场建设从陆地移向海上。

海上风电场分为近海风电场和深海风电场,目前主要发展近海风电场。

2007年3月,欧盟公布了能源发展绿皮书,提出了风电在2020年的发电总量中占据12%,其中海上风电占1/3的总体目标。按照欧洲风能协会的计算,2020年风电装机容量为180GW,海上风电约为80MW。近海风电场建设时,风电机组单机容量要求大;另外,风电机组基础施工、运输、安装困难,投资成本一般要高出陆地风电场一倍左右。但是,随着规模化发展,建设运行经验的积累,大型风电机组和基础设计建造以及吊装等技术的成熟,市场上将能够购买到更便宜的标准部件和设备,这无疑将大大降低其度电成本。据估计,2020年近海风电的单位投资成本可以降低20%以上。

(2) 电网与风电场协调发展。并网发电是大规模风能利用的主要形式,确保风电场输出的电能品质和电网的稳定运行是持续发展风能的重要前提。风电是一种间歇性电源,大规模风电的开发势必受到电网消纳风电电量的限制。关于电网可以接纳风电间歇性电源的比例,并没有明确的结论,但欧洲国家的风电在电力系统中的比例仍在逐步升高,2006年欧盟25个国家风电总装机容量和发电量已分别达到了其总发电装机容量和总发电量的5.4%和3%。其中,丹麦达到25%和16%,德国达到17%和7%,西班牙达到15%和6%。欧洲风电发展模式采用的是分散式风电系统,风电场多数是10~20MW的装机容量,最大的风电场也只有50~60MW。这样的模式将大大降低风电对电网的冲击。

目前,我国电网的网架结构在“南北互联、西电东送、全国联网”的发展战略指导下不断得到加强,已经逐步形成

了东北、华北、华中、华东、川渝、南方四省 500kV 骨干电网,以及西部地区结构紧密的 330kV 的骨干电网;实现了华北—东北、华中—华东、华中—西北、华中—南方等大区电网之间的互联,开始进入跨大区联网送电、逐步实现全国统一联合电网的新阶段。2008 年,风电发电量在全国总发电量中的比例约为 0.35%,风电总装机容量约占 1.5%,低于欧盟的水平。

从国外风电发展现状以及我国电网的发展形势来看,可以基本判断:如果和电网部门积极配合,风电在近期不会对全国的电网稳定运行产生大的影响。

另外,除了加强风电开发区的电网建设外,为了做好电网与风电场协调发展,还要进一步开展以下工作:

1) 采用单机状态监测技术,提高故障预测诊断精度,减少发电量损失。

2) 改进风电场的输出电能质量,满足电网越来越严格的要求。

3) 发展短期发电量预测技术和智能电网技术,有利于电网调度。

(3) 风电产业持续发展。进入 21 世纪以来,全球风能产业从探索阶段逐渐走向成熟,无论是制造商、开发商,还是运营商,都有明显的国际化、大型化和一体化的趋势。大型的风电设备制造商均已开始向全球扩张,企业之间频频发生并购重组事件,一些巨型国际电气设备制造企业也加入风电行业,导致国际风电制造业集中度不断上升,市场竞争日趋激烈。1999—2005 年,前 5 家风电制造企业的市场份额从 68.3% 递增到 77.8%,见表 4.1-1。

表 4.1-1 国际风电制造业的行业集中度的变化趋势

年 份	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
前 5 家生产企业的市场份额总和	68.3%	69.5%	71.7%	73.5%	78.4%	71.9%	77.8%

企业的不断扩张和产业集中度的持续上升反映了风电产业规模经济性要求和一体化趋势。随着项目规模的增大,所有相关的业务都在变大。除了建立完整的风电产业链外,很多开发商还要求制造商也参与项目投资,共同管理和运营,并且提供更长期限的设备保修期,这些能力只有大公司才能具备。

(4) 风力发电应用范围扩大。为了克服风电的间歇性,改善风电对电网的影响和扩大风能的应用,将风能与其他能源组成互补系统是一种解决的技术途径。目前,除在技术上已较成熟的风—光互补系统、风—柴互补系统外,近年来又提出了风电/水电互补系统和风电/燃气轮机发电互补系统等。互补系统不仅可以并网应用,也可以组成分布式电源系统,独立运行,有较好的应用前景。

另外一种解决的技术途径是风电的大规模直接应用,目前正在探索一些可采用间歇直流电电源的高耗能产业,如电解铝以及在海水淡化、盐化工等,直接应用风电的可能性。若低风速时间较长时,可由电网补充少量电能维持运行,或与大规模储能技术相结合保持持续供电等应用。

第2章 风特性与风能资源

1 风特性

1.1 大气边界层

风吹过地面时,由于地面上各种粗糙元(草地、庄稼、树林、建筑物等)的作用,会对风的运动产生摩擦阻力,使风的能量减少并导致风速减小。风速减小的程度随离地面高度增加而降低,直至达到某一高度时,其影响就可以忽略。这一层受到地球表面摩擦阻力影响的大气层称为“大气边界层”。在大气边界层中,地球表面和大气之间发生较大的热量、质量和动量交换。

大气边界层可以划分为三个区域:离地面2m以内的区域称为底层;从2~100m的区域称为下部摩擦层;从100~2km的区域称为上部摩擦层,又称埃克曼(Ekman)层。底层和下部摩擦层总称为地表层或地面边界层,三个区域总称为摩擦层或大气边界层,再往上就进入了地面摩擦不起作用的“自由大气层”,如图4.2-1所示。

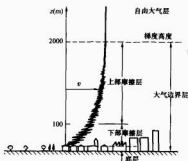


图 4.2-1 大气边界层

大气边界层的高度随气象条件、地形和地面粗糙度的不同而有差异。在大气边界层中,空气运动是一种随机的湍流流动。大气边界层内的风特性主要用统计方法来描述,它的主要特征如下:

- (1) 大气温度随高度的变化所产生的温差引起空气上下对流流动。
- (2) 由于地球表面摩擦阻力的影响,风速随高度发生变化。
- (3) 由于地球自转引起的科里奥利力随高度的变化,风向随高度变化。
- (4) 由于湍流运动引起的动量的垂直变化,大气湍流特性随高度变化。
- (5) 大气边界层内的风可看成是由平均风和脉动风两部分组成。

1.2 平均风特性

1.2.1 平均风速

风速是指单位时间内空气移动的距离,通常情况下是指

水平风速,图4.2-2所示为用风速仪记录的风速和风向时间历程曲线。由图可知,风速随时间和空间的变化是随机的,瞬时风速由平均风速和脉动风速组成,即

$$v(t) = \bar{v} + v'(t) \quad (4.2-1)$$

式中: $v(t)$ 为瞬时风速,是指在某时刻 t ,空间某点上的真实风速; \bar{v} 为平均风速,是指在某个时段内,空间某点上各瞬时风速的平均值; $v'(t)$ 为脉动风速,是指在某时刻 t ,空间某点上的瞬时风速与平均风速的差值。

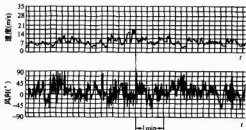


图 4.2-2 风速和风向时间历程曲线

平均风速可表示为

$$\bar{v} = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} v(t) dt \quad (4.2-2)$$

由式(4.2-2)可知,当采用不同时段 $\Delta t(t_2 - t_1)$ 计算平均风速时,平均风速值是不同的。世界气象组织风速观测规范规定的时段为10min。

平均风速的取值除了取决于时段外,还取决于风速仪高度,世界气象组织风速观测规范规定的标准高度是10m。气象学按平均风速的大小将风的强弱分成13个等级,通常采用英国蒲福(F. Beaufort)拟订的等级,见表4.2-1。

表 4.2-1 蒲福风力等级

风力等级	名称	距地 10m 高处的风速 (m/s)	陆上地物现象
		范围 中数	
0	静风	0.0~0.2 0	静,烟直上
1	轻风	0.3~1.5 1	烟能表示风向,树叶略有摇动
2	轻风	1.6~3.3 2	人面感觉有风,树叶有微响,旗子开始飘动,高的草和庄稼开始摇动
3	微风	3.4~5.4 4	树叶及小枝摇动不息,旗子展开,高的草和庄稼摇动不息
4	和风	5.5~7.9 7	能吹起地面灰尘和纸张,树枝摇动,高的草和庄稼波浪起伏
5	清劲风	8.0~10.7 9	有叶的小树摇摆,内陆的水面有小波,高的草和庄稼波浪起伏明显
6	强风	10.8~13.8 12	大树枝摇动,电线呼呼有声,撑伞困难,高的草和庄稼不时伏于地

续表

风力等级	名称	距地 10m 高处的 风速 (m/s)		陆上地物征象
		范围	中数	
7	疾风	13.9~17.1	16	全树摇动, 大树枝弯曲, 迎风步行感觉不便
8	大风	17.2~20.7	19	可折断小树枝, 人迎风前行感觉阻力甚大
9	烈风	20.8~24.4	23	草房遭受破坏, 屋顶被掀起, 大树枝可被折断
10	狂风	24.5~28.4	26	树木可被吹倒, 一般建筑物遭破坏
11	暴风	28.5~32.6	31	大树可被吹倒, 一般建筑物遭严重破坏
12	飓风	32.7~56.0	>33	陆上少见, 摧毁力极大

1.2.2 平均风速随高度变化

在大气边界层中, 平均风速随高度变化的规律称风剪切或风速廓线, 风速廓线可采用对数律分布或指数律分布。

1.2.2.1 对数律分布

在离地高度 100m 内的表面层中, 风速廓线可采用普朗特 (Prandtl) 对数律分布来表示, 即

$$\bar{v}(z) = \frac{v_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (4.2-3)$$

式中: $\bar{v}(z)$ 为离地高度 z 处的平均风速; v_* 为摩擦速度; κ 为卡门 (Karman) 常数, 一般近似取 0.4; z_0 为地面粗糙长度, 不同地面状态下的 z_0 值在表 4.2-2 中给出。

表 4.2-2 不同地面状态下的粗糙长度 z_0 m

地形	沿海区	0.005~0.01
	开阔场地	0.03~0.10
	建筑物不多的郊区	0.20~0.40
	建筑物较多的郊区	0.80~1.20
	大城市中心	2.00~3.00

当地表面密布树木或建筑物时, 应用相当于树木或建筑物平均高度作为风速为零的高度 z_* , 对式 (4.2-3) 进行修正, 即

$$\bar{v}(z) = \frac{v_*}{\kappa} \ln\left(\frac{z-z_*}{z_0}\right) \quad (4.2-4)$$

z_* 值与地面粗糙长度、风速、地面剪切应力及风速有关, 一般在城市取 $z_* = 20\text{m}$ 或 $z_* = 0.75z_0$ (z_0 为建筑物的平均高度)。

1.2.2.2 指数律分布

用指数律分布计算风速廓线时比较简便。风速廓线的指数律分布可表示为

$$\frac{\bar{v}(z)}{\bar{v}(z_0)} = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha \quad (4.2-5)$$

式中: $\bar{v}(z)$ 为离地高度 z 处的平均风速; $\bar{v}(z_0)$ 为离地参考高度 z_0 处的平均风速; α 为风速廓线指数。

风速廓线指数 α 值与地面粗糙度长度有关。我国建筑结构荷载规范中将地貌分为 A、B、C、D 四类: A 类指近海海面、海岛、海岸、湖岸及沙漠地区, $\alpha_A = 0.12$; B 类指田野、乡村、丛林、丘陵及房屋比较稀疏的中小城镇和大城市郊区, $\alpha_B = 0.16$; C 类指有密集建筑群的市区, $\alpha_C = 0.22$; D 类指有密集建筑群, 且建筑物较高的城市市区, $\alpha_D = 0.30$ 。

风速廓线指数 α 除了取决于地面粗糙长度 z_0 外, 还

取决于平均风速 \bar{v} , 有如下表达式, 即

$$\alpha = \alpha_0 [1 - 0.55 \lg^2(z/z_0)] \quad (4.2-6)$$

$$\alpha_0 = (z_0/10)^{0.2}$$

风速廓线指数 α 值随平均风速的增加而减少, 随地面粗糙长度 z_0 的增加而增加。

1.2.2.3 大气稳定度影响

大气稳定度又称大气层结稳定度。大气层结指的是大气温度和湿度在垂直方向上的分布, 对大气中污染物的扩散起着重要的作用。在静止大气中, 假定某气团受到垂直方向的扰动后, 向上有一个微小的位移, 如果大气层结使其具有返回原来平衡位置的倾向, 则称这种大气层结是稳定的; 如气团受扰动后大气层结使其具有继续远离原来平衡位置的倾向, 则称这种大气层结是不稳定的; 如气团受扰动后, 大气层结既不使其远离, 又不能使其返回原来平衡位置, 则称这种大气层结是中性的。

在大气边界层内, 空气的垂直运动和大气湍流都会对大气稳定度产生影响, 大气湍流使上下层空气之间互相掺混, 减弱大气稳定或不稳定的程度。

一般, 在低风速时要考虑大气稳定度对风速廓线的影响, 在高风速时可忽略。当风速廓线采用对数律分布时, 对大气稳定度的影响可表示为

$$\bar{v}(z) = \frac{v_*}{\kappa} \left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) + \chi_s \left(\frac{z}{L_s}\right) \right] \quad z \gg z_0 \quad (4.2-7)$$

式中: χ_s 为大气稳定度函数, 取决于 z/L_s 的比值; L_s 为莫宁-奥布霍夫 (Monin-Obukhov) 稳定长度, 它是大气运动所引起的剪切力与热浮力之比。

当大气是中性层结时

$$\chi_s = 0 \quad (4.2-8)$$

当大气是不稳定层结时

$$\chi_s = 4.5z/L_s \quad z \leq L_s$$

$$\chi_s = 4.5[1 + \ln(z/L_s)] \quad z > L_s \quad (4.2-9)$$

当大气是稳定层结时

$$\chi_s = -0.5z/L_s \quad z \leq L_s$$

$$\chi_s = -0.5[1 + \ln(z/L_s)] \quad z > L_s \quad (4.2-10)$$

通常情况下, 在夜间, 大气处于稳定状态时, 风速廓线指数值最大; 在白天, 大气处于不稳定或中性状态时, 风速廓线指数值最小。

1.2.3 平均风速随时间变化

在大气边界层中, 平均风速随时间发生变化, 不同的地区变化不同, 但有一定的规律性。

1.2.3.1 平均风速日变化

在大气边界层中, 平均风速有明显的日变化规律, 如图 4.2-3 所示。一般在低层, 最大值出现在午后, 最小值出现在夜间或清晨; 在高层则相反, 最大值出现在清晨或夜间, 最小值出现在午后。

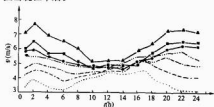


图 4.2-3 平均风速的日变化

—●— 274m —▲— 219m —■— 186m
---◇--- 123m ---×--- 97m ---*--- 63m ---+--- 31m

在高、低层中间则有一个过渡层,那里风速变化不明显;一般过渡层在50~150m高度范围。平均风速日变化在夏季无云时要增强,而在冬季多云时则要减弱。

1.2.3.2 平均风速月变化

在地球有些地区,一个月中,日平均风速也会发生周期变化,每个地区日平均风速随时间的变化虽有一定的规律,但是各个地区的变化规律不尽相同,很难找出普遍性的规律。

1.2.3.3 平均风速季度变化

在地球很多地区,平均风速随季度变化。平均风速随季度变化的大小取决于纬度和地貌特征,通常在北半球中高纬度大陆地区,冬季平均风速要大一些,夏季平均风速要小一些。我国大部分地区,最大风速多在春季的三四月,而最小风速则多在夏季的七八月。

1.2.4 平均风速分布

平均风速随时间和空间变化,但是平均风速的分布有一定的统计规律。平均风速的分布可以用数学上的概率密度函数 $p(x)$ 或累积分布函数 $P(x)$ 来表示。前者描述平均风速的概率分布;后者描述平均风速的累积分布。它们之间的关系可表示为

$$p(x) = \frac{dP(x)}{dx} \quad (4.2-11)$$

数学上用来描述概率分布的函数很多,通常,在描述平均风速分布时采用威布尔(Weibull)分布和瑞利(Rayleigh)分布。

威布尔分布用形状参数 k 和尺度参数 c 来表征。威布尔累积分布函数可表示为

$$P(x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{x}{c}\right)^k\right] \quad (4.2-12)$$

威布尔概率密度函数可表示为

$$p(x) = \frac{dP(x)}{dx} = \frac{k}{c} \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{c}\right)^k\right] \quad (4.2-13)$$

图4.2-4所示为不同形状参数 k 下的威布尔累积分布曲线和威布尔概率密度曲线。

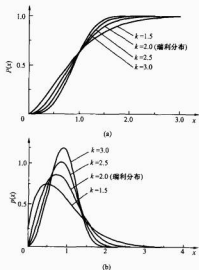


图 4.2-4 威布尔分布函数曲线
(a) 累积分布曲线; (b) 概率密度曲线

用威布尔分布描述平均风速分布时,则平均风速的累积分布可表示为

$$P(\bar{v}) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{\bar{v}}{c}\right)^k\right] \quad (4.2-14)$$

平均风速的概率密度可表示为

$$p(\bar{v}) = \frac{dP(\bar{v})}{d\bar{v}} = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{v}}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{\bar{v}}{c}\right)^k\right] \quad (4.2-15)$$

式中: c 和 k 可以通过引入 Gamma 函数 $\Gamma(x)$, 由平均风速 \bar{v} 与其标准差 σ_v 来进行计算, 即

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}}\right)^{-1.685} \quad (4.2-16)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (4.2-17)$$

或

$$\frac{c}{\bar{v}} = \left(0.568 + \frac{0.433}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (4.2-18)$$

瑞利分布是威布尔分布在 $k=2$ 时的一个特例, 当用瑞利分布描述平均风速分布时, 则平均风速的累积分布可表示为

$$P(\bar{v}) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\bar{v}^2\right) \quad (4.2-19)$$

平均风速的概率密度可表示为

$$p(\bar{v}) = \frac{\pi}{2}\bar{v} \exp\left(-\frac{\pi}{4}\bar{v}^2\right) \quad (4.2-20)$$

图4.2-5所示为某地实测平均风速的概率分布曲线, 并与威布尔分布及瑞利分布拟合的平均风速的概率分布曲线进行了比较。

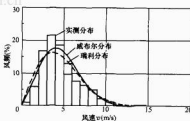


图 4.2-5 某地实测平均风速的概率分布曲线^[8]

一般情况下, 用威布尔分布可以较好地拟合实际的平均风速的概率密度曲线, 但由于各地区风速分布的多样化, 因此, 对有些地区的风速分布就拟合不好。这样, 当需要准确评估该地区平均风速的概率分布曲线时, 如评价该地区风能资源时, 最好通过1~2年的风速实测数据来进行拟合。

1.2.5 平均风向

风向是指风的方向, 通常用16个方位来表示风向, 如图4.2-6所示。由图可知, 风向是不断变化的。气象台站利用风向仪记录资料, 可以按月或年来统计风向变化的平均值, 绘制成如图4.2-7所示的风向玫瑰图。图4.2-7中各方位辐射线的长度代表风向频度, 即每月或全年在不同方位上记录的次数占每月或全年总记录次数的百分比。风向玫瑰图也可按不同风速等级来绘制, 将风速等级定为0~2m/s、2~4m/s、4~8m/s和大于8m/s四个区间。

由于地球自转引起的科里奥利力随高度的变化, 风向随高度也发生变化, 随高度的增加, 风向逐渐向右偏转, 在梯度高度处风向和梯度风方向一致。

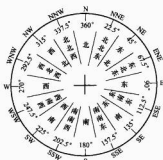


图 4.2-6 风向 16 个方位

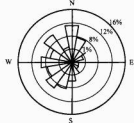


图 4.2-7 某观测站全年的风向玫瑰图

在地球很多地区，平均风向随时间的变化是很大的，特别是季风、海陆风和山谷风存在着明显的平均风向的日变化和季度变化。另外，当地面上遇到低空风切变时，风向会发生急剧的变化。

1.3 脉动风特性

大气运动是一种湍流运动，湍流运动是一种随机的过程，可以用数理统计的方法来研究脉动风的特性。脉动风中的物理量随时间和空间的变化是一种随机变量，当大气中性稳定时，大气运动可以看成是平稳的随机过程，这时脉动风的物理量可以用时间平均值来代替统计平均值，即可以用某一空间点上长时间观测的样本进行平均来代表整个脉动风的统计特性。

1.3.1 脉动风速

由式 (4.2-21) 可知，脉动风速是指在某时刻 t ，空间某点上的瞬时风速与平均风速的差值，即

$$v'(t) = v(t) - \bar{v} \quad (4.2-21)$$

脉动风速的时间平均值为零，即

$$\bar{v'} = \frac{1}{t} \int_0^t v'(t) dt = 0 \quad (4.2-22)$$

脉动风速的概率密度函数非常接近于高斯 (Gaussian) 分布或正态分布，则脉动风速的概率密度函数为

$$p(v') = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{v'}} \exp\left(-\frac{v'^2}{2\sigma_{v'}^2}\right) \quad (4.2-23)$$

式中： v' 为脉动风速； $\sigma_{v'}$ 为脉动风速均方根值。

图 4.2-8 所示为在不同高度处由风速仪记录的风速时间历程曲线。由图 4.2-8 可知，脉动风速随高度的减小而增加。

在研究风力机空气动力特性，特别是气动弹性问题时，需要对三维风场进行模拟，特别是对三维风速的脉动情况进行模拟，模拟空间中两点或者更多点处风速的时间历程，这些时间历程不是相互独立的，而是相关的，这种相关与两点

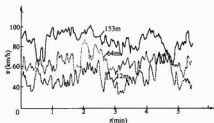


图 4.2-8 不同高度处的风速时间历程曲线

之间的距离和两点的频率有关。

1.3.2 湍流强度

湍流强度是描述风速随时间和空间变化的程度，反映脉动风速的相对强度，是描述大气湍流运动特性的最重要的特征量。湍流强度 ϵ 定义为脉动风速均方根值与平均风速之比，即

$$\epsilon = \frac{\sqrt{(\bar{u'}^2 + \bar{v'}^2 + \bar{w'}^2)/3}}{\bar{v}} = \frac{\sqrt{\bar{u}^2 + \bar{v}^2 + \bar{w}^2}/3}{\bar{v}} \quad (4.2-24)$$

式中： u 、 v 、 w 分别为纵向、横向和竖向三个正交方向上的瞬时风速分量； u' 、 v' 、 w' 分别为对应的三个正交方向上的脉动风速分量； \bar{v} 为平均风速，如图 4.2-9 所示。

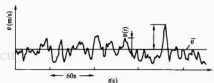


图 4.2-9 平均风速与脉动风速

三个正交方向上的瞬时风速分量的湍流强度分别定义为

$$\epsilon_u = \frac{\sqrt{\bar{u'}^2}}{\bar{u}}, \epsilon_v = \frac{\sqrt{\bar{v'}^2}}{\bar{v}}, \epsilon_w = \frac{\sqrt{\bar{w'}^2}}{\bar{w}} \quad (4.2-25)$$

在大气边界层的地表层中，三个方向的湍流强度是不相等的，一般， $\epsilon_u > \epsilon_v > \epsilon_w$ 。在地表层上面，三个方向的湍流强度逐渐减小，并随着高度的增加趋于相等。湍流强度不仅和离地高度有关，还与地面粗糙度长度有关。在风工程研究中，主要考虑与平均风速方向平行的纵向湍流强度 ϵ_u 。纵向湍流强度 ϵ_u 随高度 z 变化可表示为

$$\epsilon_u = 1.5\alpha \left(\frac{z}{10}\right)^{-1.7\alpha} \quad (4.2-26)$$

或

$$\epsilon_u = \frac{\lambda[0.867 + 0.556 \lg z - 0.246 (\lg z)^2]}{\ln(z/z_0)} \quad (4.2-27)$$

式中：当 $z_0 \leq 0.02m$ 时， $\lambda = 0$ ；当 $z_0 \geq 0.02m$ 时， $\lambda = 0.76/z_0^{0.07}$ 。

1.3.3 湍流积分尺度

大气湍流运动是由许多不同尺度的涡旋运动组合而成的；不同大气尺度的湍流运动有不同的特性，在大气湍流运动中起着不同的作用；在研究湍流时，定义了若干具有一定特征及代表性的湍流尺度来表征湍流中涡旋的均方尺度，对应与纵向、横向和竖向脉动速度分量 u' 、 v' 和 w' 有关的涡旋三个方向 x 、 y 、 z ，一共有九个湍流积分尺度 L_i' ($i=x, y, z$; $j=u, v, w$)。湍流积分尺度 L_u' 表示与纵向脉动速度

有关的涡旋纵向的平均尺度,可用湍流相关函数表示为

$$L_w^* = \frac{1}{\sigma_v^2} \int_0^\infty R_w(x) dx \quad (4.2-28)$$

式中: $R_w(x)$ 为同一时刻 t , 空间两点间的纵向脉动速度 $u_1' = u'(x_1, y_1, z_1, t)$ 和 $u_2' = u'(x_1 + x, y_1, z_1, t)$ 的空间相关函数; x 为纵向脉动速度 u' 的方向; σ_v^2 为纵向脉动风速分量的均方差。

当空间两点间距小于湍流的平均尺度时,则两点经常处于同一个涡旋内,因此两点的脉动速度是相关的,涡旋的作用将增强;反之,当空间两点间距大于湍流的平均尺度时,则两点经常处于不同的涡旋中,因此两点的脉动速度是不相关的,涡旋的作用将减弱。湍流积分尺度与大气边界层厚度、平均风速等也有关系。

与纵向脉动风速有关的涡旋的横向平均尺度 L_y^* 和竖向平均尺度 L_z^* 分别为 L_w^* 值的 $1/3$ 和 $1/2$ 。

1.3.4 湍流功率谱密度

湍流功率谱密度是湍流脉动动能在频率或周波数空间上的分布密度,用来描述湍流中不同尺度的涡的动能对湍流脉动动能的贡献。

湍流功率谱密度可以由脉动风速的时间相关函数 $R(\tau)$ 经傅里叶(Fourier)变换后求得,也可以直接由风速仪记录的数据通过低通滤波器测出功率谱曲线。

目前,有很多湍流功率谱用来描述大气在中性层结时的大气运动的脉动风特性。

1.3.4.1 纵向湍流功率谱

(1) 达文波特(Davenport)谱^[12]。达文波特谱是1961年A.G.Davenport根据世界上不同地点、不同高度实测得到90多次强风下的纵向湍流功率谱实测值取平均值后建立的,如图4.2-10所示,其表达式为

$$\frac{nS(n)}{k\bar{v}_w^3} = \frac{4x^2}{(1+x^2)^{5/3}}, x = \frac{1200n}{v_{10}} \quad (4.2-29)$$

式中: n 为脉动风频率; $S(n)$ 为湍流功率谱; \bar{v}_{10} 为10m高度处的平均风速; k 为地面粗糙度系数, $k=0.003\sim0.03$ 。

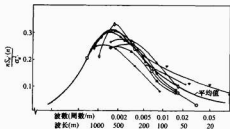


图 4.2-10 达文波特谱^[12]

地面粗糙度系数 k 取决于地貌,它与风速廓线指数 α 的对应关系见表 4.2-3。

表 4.2-3 地面粗糙度系数 k 与风速廓线指数 α 的对应关系

α	0.12	0.16	0.20	0.30
k	0.004 2	0.006 3	0.009 4	0.026 0

达文波特谱是离地 10m 高度处的纵向湍流功率谱,没有考虑湍流功率谱随高度的变化。

(2) 哈里斯(Harris)谱^[13]。哈里斯谱对达文波特谱作了改进,其纵向湍流功率谱表达式为

$$\frac{nS(n)}{v_w^3} = \frac{4x}{(2+x^2)^{5/3}}, x = \frac{1800n}{v_{10}} \quad (4.2-30)$$

$$v_w = 0.35 \bar{v}_w / \ln(z/z_0)$$

式中: v_w 为摩擦速度; z_0 为地表面粗糙长度,见表 4.2-2。

(3) 卡曼(Kaimal)谱^[14]。卡曼谱考虑了大气湍流运动中湍流功率谱随高度的变化,其纵向湍流功率谱表达式为

$$\frac{nS(z,n)}{v_w^3} = \frac{200f}{(1+50f)^{5/3}}, f = \frac{nz}{v_w} \quad (4.2-31)$$

式中: f 为莫宁坐标; \bar{v}_w 为高度 z 处的平均风速。

(4) 卡门(Karman)谱^[15]。卡门谱是1948年VonKarman根据湍流各向同性的假设建立的湍流功率谱,其纵向湍流功率谱表达式为

$$\frac{nS(z,n)}{\sigma_v^2} = \frac{4nL_w^*/\bar{v}_w}{[1+70.8(nL_w^*/\bar{v}_w)^2]^{5/8}} \quad (4.2-32)$$

式中: L_w^* 为纵向湍流积分尺度,其取值可见本章 1.3.3 节。

卡门谱还有另外一种表达形式,即

$$\frac{nS(z,n)}{v_w^3} = \frac{4\beta nL_w^*/\bar{v}_w}{[1+70.8(nL_w^*/\bar{v}_w)^2]^{5/8}} \quad (4.2-33)$$

式中: β 为修正系数,可用于描述摩擦速度和纵向脉动风速之间的关系,即

$$\sigma_v^2 = \beta \bar{v}_w^3 \quad (4.2-34)$$

β 值与地表面粗糙长度 z_0 有关,见表 4.2-4。

表 4.2-4 不同地表面粗糙长度下的 β 值

z_0 (m)	0.005	0.07	0.30	1.00	2.5
β	6.5	6.0	5.25	4.85	4.00

卡门谱适用于描述离地面高度 150m 以上的大气湍流特性。当采用卡门谱来描述离地高度 150m 以下的大气湍流特性时,应进行修正。

1.3.4.2 横向和竖向湍流功率谱

(1) 泊诺夫斯基谱^[16]。用于竖向脉动风速的泊诺夫斯基谱表达式为

$$\frac{nS_w(z,n)}{v_w^3} = \frac{3.36f}{(1+9.5f)^{5/3}}, f = \frac{nz}{v_w} \quad (4.2-35)$$

(2) 卡曼谱^[14]。用于横向脉动风速的卡曼谱表达式为

$$\frac{nS_v(z,n)}{v_w^3} = \frac{15f}{(1+9.5f)^{5/3}}, f = \frac{nz}{v_w} \quad (4.2-36)$$

(3) 卡门谱^[16]。用于横向、竖向脉动风速的卡门谱表达式为

$$\frac{nS_i(z,n)}{\sigma_i^2} = \frac{4(nL_i^*/\bar{v}_w)[1+755(nL_i^*/\bar{v}_w)^2]}{[1+283(nL_i^*/\bar{v}_w)^2]^{11/6}}, i = v, w \quad (4.2-37)$$

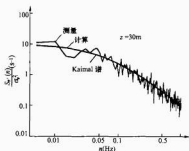
式(4.2-37)中,横向湍流积分尺度 L_v^* 和竖向湍流积分尺度 L_w^* 的取值见本章 1.3.3 节。

目前,在工程上已广泛使用的几种功率谱都有一定的局限性,上述功率谱都是在大气中性层结下建立的,但实际上,在低风速时大气稳定度对湍流特性有影响,因此,在不同大气稳定度下实测的脉动风速功率谱的形状是不同的,如图 4.2-11 所示。另外,在台风地区,实测的功率谱明显偏高。因此,在进行一些重要工程的方案设计时,最好通过 1 年以上的风特性测量,以得到与实际情况较吻合的湍流功率谱。

1.3.5 阵风系数

阵风系数 G 是阵风风速与平均风速之比。阵风系数同湍流强度有关,湍流强度越大,则阵风系数越大。另外,它还取决于阵风的持续时间,持续时间越长,则阵风系数越小。阵风系数可表示为

$$G(T) = 1 + 0.42e_{10} \ln \frac{3600}{T} \quad (4.2-38)$$

图 4.2-11 实测谱与计算谱^[17]

式中: u_z 为纵向湍流强度; T 为阵风持续时间。

平均风速的时距则取 1h。

阵风系数是空间某个点的值, 因此, 当结构物尺度较大, 在考虑阵风影响时, 还应考虑空间相关性的影响。

1.4 极端风特性

1.4.1 极端风

极端风是指通常很少出现的风, 在风力发电机组设计时必须考虑极端风的影响。极端风主要有以下几种:

1.4.1.1 热带气旋

热带气旋是在热带海洋大气中产生的中心高温、低压的强烈气旋性涡旋, 是热带低压、热带风暴、强热带风暴、台风或飓风的总称。热带气旋中心附近的平均最大风力达 12 级以上时称台风; 10~11 级时称强热带风暴, 8~9 级时称热带风暴, 8 级以下时称热带低压。每年 6~9 月, 我国沿海地区特别是在东南沿海的广东、海南、台湾、浙江、香港、澳门等省区常常受到发生在北太平洋西部和中国南海的台风的袭击, 台风的水平尺度约为 100~2000km, 垂直尺度可从海面直达平流层底层。台风中心附近海面风速一般为 30~50m/s, 最大曾达 110m/s。

1.4.1.2 寒潮大风

寒潮大风是我国冬季和早春晚秋时出现的灾害性天气。极地或寒带的冷空气大规模地向中、低纬度地区侵袭时, 一般称为一次冷空气活动。在一次冷空气活动中, 当地最低气温达 5℃ 以下时, 或在 48h 内日平均气温最大降温达 10℃ 时, 称为一次寒潮。寒潮是大范围的冷空气侵入过程, 在剧烈降温下伴有大风。寒潮大风的风力在陆地可达 5~7 级, 海上可达 6~8 级, 瞬时最大风力可达 12 级。

1.4.1.3 龙卷风

龙卷风是一种从积雨云底部下垂的漏斗状云的小范围的强烈涡旋。龙卷风在靠近地面处的直径从几米至几百米, 在空中的直径可达 3~4km, 持续时间从几分钟至几十分钟, 移动距离从几百米至千米, 最大可达数千千米。龙卷风中心附近的风速最大可达 100~200m/s, 垂直气流速度最大可达每秒几十米至每秒几百米。

1.4.2 重现期

风力发电机组设计时, 从安全性和经济性综合考虑, 应合理确定一个设计最大风速。由于各年的年最大风速不尽相同, 不能取各年最大风速的平均值作为设计最大风速, 因为大于该平均值的年数必然很多, 而应该取大于该平均值很多的某个值作为设计最大风速。这个值是要间隔相当的时期才出现, 这个间隔时期称为重现期, 重现期以年为单位, 相应的最大风速也应以此年的统计资料来计算。

设重现期为 N , 则超过设计最大风速的概率为 $1/N$, 即不超过该设计最大风速的概率或保证率为

$$p = 1 - \frac{1}{N} \quad (4.2-39)$$

重现期越长, 保证率也就越高。对于风力发电机组, 重现期一般取 50 年。

1.4.3 最大风速概率分布

最大风速分布是指年最大风速的分布, 其规律可以采用极值 I 型累积分布函数来表示, 即

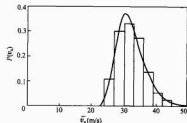
$$P(v_a) = \exp \left[-\exp \left(-\frac{v_a - b}{a} \right) \right] \quad (4.2-40)$$

式中: v_a 为年最大风速; a 为尺度参数; b 为位置参数。

a 和 b 可由年平均最大风速 \bar{v}_a 及其均方根值 σ_{v_a} 来进行计算, 即

$$\begin{cases} a = \frac{\sqrt{6}\sigma_{v_a}}{\pi} = 0.7797\sigma_{v_a} \\ b = \bar{v}_a - 0.450\,05\sigma_{v_a} \end{cases} \quad (4.2-41)$$

为了保证设计最大风速的可信度, 一般应取 30~50 年的样本, 每年以最大风速记录值为一个样本。当样本不足时, 可通过一定的统计方法加以扩充。图 4.2-12 所示为某地年最大风速的概率密度曲线。

图 4.2-12 某地年最大风速的概率密度曲线^[20]

1.4.4 设计最大风速

设计最大风速 v_d 可表示为

$$v_d = \bar{v}_a + \mu\sigma_{v_a} \quad (4.2-42)$$

式中: μ 为保证系数。

保证系数 μ 与保证率 p 的关系可表示为

$$\mu = -\frac{\sqrt{6}}{\pi} [0.577\,22 + \ln(-\ln p)] \quad (4.2-43)$$

由式 (4.2-42) 和式 (4.2-43) 可得不同重现期 N 下的保证系数 (见表 4.2-5)。

表 4.2-5 不同重现期 N 下的保证系数

重现期 N (年)	30	50	100
保证率 p	0.967	0.980	0.990
保证系数 μ	2.14	2.59	3.14

一般, 风力发电机组的设计寿命为 20~30 年。因此, 设计人员要选择合理的风险度 r 。风险度 r 是在设计寿命 L 年中, 风速至少有一次超过 v_d 的概率。因此, 风险度 r 、重现期 N 和设计寿命 L 之间的关系可表示为

$$r = 1 - \left(1 - \frac{1}{N}\right)^L \approx 1 - \exp\left(-\frac{L}{N}\right) \quad (4.2-44)$$

这样, 当给定风险度和设计寿命后, 重现期就可用于式计算, 即

$$N = \frac{1}{1 - (1-r)^{\frac{1}{2}}} \approx \frac{L}{r} \quad (4.2-45)$$

1.5 地貌、地形对风特性影响

1.5.1 地面不均匀粗糙度影响

当地面粗糙度由一种类型变为另一种类型时,风速廓线变得非常复杂,如图 4.2-13 所示。在两种类型相接的边缘上(由粗糙变为平滑或由平滑变为粗糙时),在下风方向要经过一段距离,才能使风的状况重新适应新的粗糙度,这一距离称为“过渡区”。由图可知,风速由光滑地面到粗糙地面,风速廓线在贴地层部分变小。相反,风速由粗糙地面到光滑地面,风速廓线在贴地层部分增长。

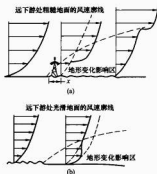


图 4.2-13 地面不均匀粗糙度对风速廓线的影响^[21]

- (a) 从光滑地面变为粗糙地面;
(b) 从粗糙地面变为光滑地面

1.5.2 地貌影响

建筑物等物对其周围的大气流动特别是尾部的流动将产生非常复杂的干扰,在干扰区中,风速和湍流强度都会有很大的变化。建筑物对风特性的影响取决于建筑物的形状(宽高比)。图 4.2-14 所示为气流绕低矮建筑物的流场和产生的干扰区。不同形状的建筑物尾流区中风速和湍流强度的变化见表 4.2-6。

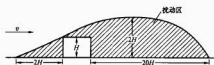


图 4.2-14 建筑物对风特性的影响^[21]

表 4.2-6 建筑物形状对下游风特性的影响

建筑物形状 B/H	下游距离					
	5H		10H		20H	
	风速降低 (%)	湍流增强 (%)	风速降低 (%)	湍流增强 (%)	风速降低 (%)	湍流增强 (%)
4	36	25	14	7	5	1
3	24	15	11	5	4	0.5
1	11	4	5	1	2	—
0.33	2.5	2.5	1.3	0.75	—	—
0.25	2	2.5	1	0.50	—	—
尾流区高度	1.5H		2.0H		3.0H	

注 B 为建筑物宽度, H 为建筑物高度。

1.5.3 地形影响

地形对大气边界层风特性的影响比地面粗糙度的影响还要重要。我国 70% 的陆地是山区, 由于局地环流的影响使流经山区的气流改变方向, 所以在山区即使相邻的两地, 风向也往往会有很大的差别。一般来说, 气象台站都设在空旷平坦地形处, 因此在山区应用气象数据时, 必须考虑地形对风特性的影响。

地形可分为两类: 一类是隆升地形, 如山脊、山丘和山崖等; 另一类是低凹地形, 如山谷、盆地、隘口和河谷等。这两类地形对风特性有不同程度的影响。由于地形复杂, 在同一天气系统下, 各种不同地形下的风速不同, 就是在同一地形下, 其不同部位风速也各异。

1.5.3.1 隆升地形影响

山脊是典型的隆升地形, 它是指高出周围地形约 600m 以下伸长的山丘, 山脊顶上很少或没有平坦的地区。山脊能使风加速, 加速的大小和山脊与盛行风的相对位置、山脊迎风侧形状及山脊横截面形状有关。当山脊与盛行风向正交时, 气流在脊峰加速最大, 在山区的背风侧形成湍流区; 当迎风侧山脊为凹形时, 产生狭管作用使气流加速增强, 当迎风侧山脊为凸形时, 由于气流绕山脊偏移, 使气流加速减弱, 如图 4.2-15 (a) 所示。当山脊横截面形状为三角形时, 山脊的加速作用最大; 当山脊横截面形状为钝形时, 山脊的加速作用最差; 平顶山脊有很强的风切变区, 坡度对风的加速作用非常明显, 如图 4.2-15 (b) 所示。山麓与山顶的风速相差很大。

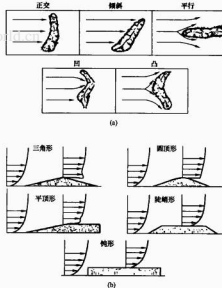
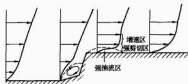


图 4.2-15 山脊对风特性的影响^[21]

- (a) 山脊迎风侧形状对风特性的影响;
(b) 山脊横截面形状对风特性的影响

山丘是指高度为 150~600m、不与任何山脊相连、长度小于 10 倍高度的山地。气流绕过山丘时, 气流加速不如山脊明显, 最大加速区是在与盛行风向垂直的山丘两侧。

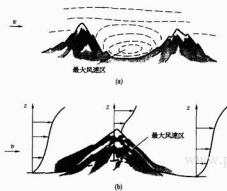
山崖是指高度为高度 10 倍以上的悬崖陡坡, 它使气流迎面越过而不是绕过, 产生分离, 如图 4.2-16 所示。山崖对气流影响的因素包括迎风面和背风面的坡度、高度, 迎风面凹凸形状和迎风面粗糙度等。

图 4.2-16 山崖对风特性的影响^[21]

1.5.3.2 低凹地形影响

山谷是典型的低凹地形。山谷除了有山谷风外，其风特性还取决于山谷与盛行风向的相对位置，山谷底面向下倾斜的程度，周围山脊的长度、宽度、高度，山谷宽狭的不规则性和山谷的表面粗糙度。一般来说，与盛行风向平行的较宽的山谷，或山区向下延伸较大的山谷有较大的风速。

山隘是高山中的底洼段或山间隘路，高地形使气流流经山隘时产生狭管效应而加速，如图 4.2-17 所示。

图 4.2-17 山隘对风特性的影响^[21]

(a) 高山中的底洼段；(b) 山间隘路

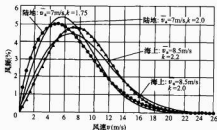
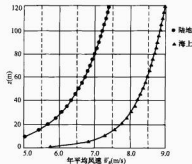
河谷和山隘的风特性很相似，但由于它很狭，因此有很强风切变区和湍流区。

盆地是四周为较高地形的洼地，较大而浅的盆地在较暖的月份里也会出现类似山谷风那样的以昼夜为周期的风，一般来说，夜间流风的平均风速为 4~8m/s，最大可达 10m/s 以上，而白天流风的平均风速为 2~6m/s。

1.5.4 海面影响

海上风特性与陆地风特性相比，有明显的区别，图 4.2-18 所示为海上风速分布与陆地风速分布的比较，图 4.2-19 所示为海上风速廓线与陆地风速廓线的比较，比较结果表明：

(1) 海上年平均风速和威布尔分布形状系数 k 值要比陆

图 4.2-18 海面平均风速概率分布曲线^[22]图 4.2-19 海面风速廓线的影响^[22]

地大。

(2) 由于海面粗糙度低，因此，海面摩擦阻力小，这时，在气压、梯度力相同的条件下，平均风速随高度的变化比较平缓。

(3) 海面粗糙度低则使海上的大气湍流强度也低，在大气中性状态下，当风速为 15m/s 时，湍流强度为 7%~9%，因此，海上的阵风系数比陆地要小。

(4) 在海上，风向也比较稳定。

风速随着离海岸距离的增加而增大。小风时，下垫面的摩擦起主要作用，陆上风速比海上风速相对小得多，海陆风速比值大；而大风时，强烈的交换使高空动量下传至地面和海面，地面和海面上风速增大，这时下垫面的摩擦力比交换的作用要小，海陆风速比值小。

2 风特性测量

2.1 测量系统

2.1.1 测量系统要求

用于风特性测量的系统应满足下列要求：

(1) 在整个测量过程中，应保证数据的完整性和准确性。

(2) 应适应测风地点的环境（极端天气、沙尘、盐雾等）和远距离测量的需要。

(3) 设备应易于安装，且具有较高的性价比。

2.1.2 测量系统组成

用于风特性测量的自动测风系统一般由传感器、数据采集器、数据存储装置、数据传输设备、电源、塔架和传感器支撑构件、电缆、接地和防雷保护装置等组成。

2.1.3 测量系统安装

测风塔有自立塔架和拉索塔架两种，随着测风塔高度的增加，一般都采用自立桁架式塔架。测风塔安装时应满足下列要求：

(1) 测风塔应沿基本方向安置。

(2) 在塔架上安装传感器时，应避免塔架尾流对传感器的干扰。

(3) 应保证人员攀登塔架时的安全性和可操作性。

图 4.2-20 给出风速和风向传感器在塔架上安装时的基本参数要求，由图可知：

(1) 安装在塔架上部的传感器离塔架顶端的距离 $\geq 0.3m$ 。

(2) 安装在塔架侧面的传感器，支架水平伸出塔架的距离 ≥ 3 倍塔架的宽度。

(3) 传感器离支架的距离 ≥ 8 倍支架直径的高度。

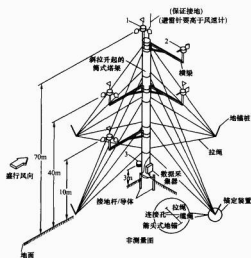


图 4.2-20 传感器安装示意图

1—风速计；2—风向标；3—温度探测器

(4) 风向标死区的方向不能直对盛行风向，应偏离主风向 90° 以上，最好在基本方位上。

2.1.4 测量系统的准确性和可靠性

2.1.4.1 准确性

测量系统的准确性一般用标准误差来表示。测量系统的系统误差主要是由传感器的误差所产生的，由数据采集与处理系统产生的误差一般小于 0.1% ，可以忽略。为了提高测量系统的准确性，需要定期对观测仪器，特别是传感器进行标定。

2.1.4.2 可靠性

测量系统的可靠性一般用系统在特定条件下两次故障之间的平均时间来衡量，主要通过综合的质量保证程序和冗余传感器来保证。

2.2 测量方法

2.2.1 风速测量

风速测量一般采用杯式风速计或螺旋桨式风速计，其中杯式风速计是风能资源测量中最普遍应用的。风速计的技术要求见表 4.2-7。

表 4.2-7 风速计的技术要求

规格	风速计 (风速)
测量范围 (m/s)	0~50
启动下限 (m/s)	≤ 1.0
距离常数 (m)	≤ 4.0
运行温度范围 ($^\circ\text{C}$)	$-45\sim 60$
运行湿度范围 (%)	0~100
系统误差 (%)	≤ 3
记录分辨率 (m/s)	≤ 0.1

2.2.2 风向测量

风向测量一般采用风向标。风向标的技术要求见表 4.2-8。

表 4.2-8 风向标的技术要求

规格	风向标 (风向)
测量范围 ($^\circ$)	0~360 $^\circ$
启动下限 (m/s)	≤ 1.0
运行温度范围 ($^\circ\text{C}$)	$-45\sim 60$
运行湿度范围 (%)	0~100
系统误差 ($^\circ$)	≤ 5
记录分辨率 ($^\circ$)	≤ 1

① $\leq 8^\circ$ 的死区。

2.2.3 空气温度测量

空气温度测量一般采用大气温度传感器，它由转换器、接口设备和辐射保护罩组成。转换器通常有热敏电阻、电阻热探测仪和半导体三种元件形式。大气温度传感器的技术要求见表 4.2-9。

表 4.2-9 大气温度传感器的技术要求

规格	温度计
测量范围 ($^\circ\text{C}$)	$-45\sim 60$
运行温度范围 ($^\circ\text{C}$)	$-45\sim 60$
运行湿度范围 (%)	0~100
系统误差 ($^\circ\text{C}$)	≤ 1
记录分辨率 ($^\circ\text{C}$)	≤ 0.1

2.2.4 潮流强度测量

潮流强度测量一般采用超声波测风仪。超声波测风仪的技术要求见表 4.2-10。

表 4.2-10 超声波测风仪的技术要求

规格	超声波测风仪
测量范围 (m/s)	0~40
启动下限 (m/s)	0.01
运行温度范围 ($^\circ\text{C}$)	$-50\sim 50$
运行湿度范围 (%)	0~100
系统误差 (%)	≤ 1 ①
记录分辨率 (m/s)	0.01

① $\pm 0.05\text{m/s}$ 。

2.3 数据处理

风能资源评估时，对测风原始数据应先进行数据验证，检查其完整性、合理性，对不合理的、可疑的和漏测的数据应进行适当的订正，以获得有效的数据进行分析处理。

2.3.1 数据验证

数据验证可分为一般系统检查和测量参数检查。一般来说，系统检查是对数据的完整性进行检查，包括以下内容：

(1) 记录的数据组数是否与预期的测量参数的数目相等。

(2) 时间顺序是否连续，每个数据记录的时间和日期是否符合预期的要求。

测量参数检查包括范围检验、相关性检验和趋势检验。范围检验是检验测量数据是否在允许值的上限和下限范围内（见表 4.2-11）；相关性检验是检验测量数据之间是否与预期的测量参数之间的物理关系相符合（见表 4.2-12）；趋势检验是检验测量数据在整个时间过程的变化率是否合理（见表 4.2-13）。

表 4.2-11 测量参数的合理范围参考值 (小时平均值)

主要参数	合理范围
平均风速 (m/s)	0~40
风向 (°)	0~360
平均气压 (海平面) (kPa)	94~106

表 4.2-12 测量参数的合理相关性参考值

主要参数	合理相关性
50m/30m 高度小时平均风速差值 (m/s)	<2.0
50m/10m 高度小时平均风速差值 (m/s)	<4.0
50m/30m 高度风向差值 (°)	<22.5

表 4.2-13 测量参数的合理变化趋势参考值

主要参数	合理变化趋势
1h 平均风速变化 (m/s)	<6.0
1h 平均温度变化 (°C)	<5
3h 平均气压变化 (kPa)	<1

2.3.2 数据订正

原始数据验证后,对出现的可疑数据应进行处理。另外,在数据验证后还会发现一些缺失数据,对于缺失数据和剔除数据应进行订正。数据订正的方法可参见 GB/T 18710—2002《风电场风能资源评估方法》。

3 风能资源

3.1 风能资源计算

3.1.1 风功率密度

风能是空气运动的动能,每秒钟在面积 F 上从以速度 v 自由流动的气流中获得的功率 W 可表示为

$$W = \frac{1}{2} \rho F v^3 \quad (4.2-46)$$

式中: ρ 为空气密度, kg/m^3 ; W 为风能, W ; v 为风速, m/s ; F 为面积, m^2 。

风功率密度是气流垂直通过单位面积 (风轮面积) 的风能,可表示为

$$w = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (4.2-47)$$

由式 (4.2-47) 可知,风功率密度与空气密度成正比,空气密度 ρ 与地区有关,可表示为

$$\rho = \frac{1.276}{1 + 0.00366t} \times \frac{p - 0.378e}{1000} \quad (4.2-48)$$

式中: p 为气压, hPa ; t 为气温, $^{\circ}\text{C}$; e 为水汽压, hPa 。

3.1.2 平均风功率密度

平均风功率密度是在某个时间段 T 内的平均风功率密度,可表示为

$$\bar{w} = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{1}{2} \rho v^3 dt \quad (4.2-49)$$

式中: \bar{w} 为平均风能, W ; T 为总时数, h , T 也可以取月、年。

计算平均风功率密度时,一般忽略空气密度的变化,风速可以用时间段内的平均风速,这时式 (4.2-49) 可写成

$$\bar{w} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \quad (4.2-50)$$

风速也可以用时间段内双数威布尔分布曲线来表示的风速频率分布,这时式 (4.2-48) 可写成

$$E(w) = \frac{1}{2} \rho E(v^3) = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv \\ = \int_0^{\infty} \frac{1}{2} \rho \left(\frac{v}{c} \right)^3 \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] d \left(\frac{v}{c} \right)^k \quad (4.2-51)$$

3.1.3 风功率密度等级

风功率密度按大小可划分为若干个等级,每个级别表示离地面一定高度下的风功率密度或相应的平均风速范围。我国离地面 10、30、50m 高度处的风功率密度等级见表 4.2-14。

表 4.2-14 风功率密度等级表

风功率密度等级	10m 高度		30m 高度		50m 高度	
	风功率密度参考值 (W/m^2)	年平均风速参考值 (m/s)	风功率密度参考值 (W/m^2)	年平均风速参考值 (m/s)	风功率密度参考值 (W/m^2)	年平均风速参考值 (m/s)
1	<100	4.4	<160	5.1	<200	5.6
2	100~150	5.1	160~240	5.9	200~300	6.4
3	150~200	5.6	240~320	6.5	300~400	7.0
4	200~250	6.0	320~400	7.0	400~500	7.5
5	250~300	6.4	400~480	7.4	500~600	8.0
6	300~400	7.0	480~640	8.2	600~800	8.8
7	400~1000	9.4	640~1600	11.0	800~2000	11.9

注 1. 不同高度的年平均风速参考值是按风廓线指数为 1/7 推算的。

2. 与风功率密度上限值对应的年平均风速参考值,按海平面标准大气压并符合瑞利分布的情况推算。

3.1.4 风能可利用时间

风能可利用时间一般是指风速在 $3 \sim 25 \text{m/s}$ 范围内年有效风速小时数,可表示为

$$t = N \int_{v_1}^{v_2} p(v) dv \\ = N \int_{v_1}^{v_2} \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] dv \\ = N \left[\exp \left[- \left(\frac{v_1}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{v_2}{c} \right)^k \right] \right] \quad (4.2-52)$$

式中: N 为统计时段的总时间, $N = 8760 \text{h}$; v_1 为风力发电机组的切入风速,一般 $v_1 = 3 \text{m/s}$; v_2 为风力发电机组的切出风速,一般 $v_2 = 25 \text{m/s}$ 。

3.2 风能资源评估

风能资源评估是风能利用的关键,在一个给定的区域内进行风能资源评估时可分为三个阶段,即区域的初步识别、区域风能资源评价和微观选址。本节主要介绍对区域风能资源的评价。

3.2.1 评估内容

区域风能资源评价的目的是验证和确定一个考虑要发展风能的区域是否有充足的风能资源,通过比较和筛选后选择区域中有发展潜力的场址,为风电场选址做好前期工作。

因此,在区域风能资源评价时需要获得的基本参数是不同离地高度下的平均风速、风向、风功率密度、年可利用的时间等。其中,平均风速是最能反映当地风能资源情况的重要参数,分月平均风速和年平均风速。由于风的随机性,计算时一般按年平均风速进行计算。年平均风速是全年瞬时风

速的平均值。年平均风速越高,则该地区风能资源越好,安装风力发电机组的单机容量也可相应提高,风力发电机组出力也好。一般来说,只有年平均风速大于 6m/s 的地区才适合建设风电场。风能资源的统计分析及年平均风速的计算应依据该地区多年的气象站数据和当地测风设备的实际测量数据进行。气象资料数据应统计 30 年以上的数据,至少 10 年的每小时或每 10min 的风速数据,采样分辨率为 1m/s ;现场测风设备的实际测量数据统计方式应与气象站提供数据相一致,统计时间至少为 1 年。

根据 GB/T 18710—2002《风电场风能资源评估方法》计算出预装风力发电机组轮毂高度处代表年平均风速、平均风功率密度值和风功率密度等级等,根据 GB 18451.1—2001《风力发电机组 安全要求》计算预装风力发电机组轮毂高度处湍流强度值和 50 年一遇 10min 平均最大风速,提出区域场址风况对风力发电机组安全等级的要求,对区域场址的风况特征和风能资源做出分析和评价。

评估报告中应列出如下内容的附表和附图:

(1) 附表包括气象台(站)累年各月平均温度、气压和湿度统计表。

(2) 附图。

1) 某长期观测站连续 20~30 年的风速年际变化直方图。

2) 与测风塔同期的相关某观测站风速年变化直方图。

3) 某观测站全年的风速和风功率密度日变化曲线图。

4) 某观测站全年的风速和风功率密度年变化曲线图。

5) 某观测站全年的风速和频率分布直方图。

6) 某观测站全年的风向玫瑰图。

7) 某观测站全年的风能玫瑰图。

8) 某观测站各月的风向玫瑰图。

9) 某观测站各月的风能玫瑰图。

10) 某观测站各月的风速和风功率密度日变化曲线。

3.2.2 评估方法

风能资源评估方法有统计分析方法和数值模拟方法两种。

3.2.2.1 统计分析方法

统计分析方法是根据分布在风能资源详查区域的气象站长年观测资料,通过验证、订正和更新得到用网格图表示的风能资源图谱。每个网格的置信度取决于如下各项:

(1) 测风数据的数量和质量。

(2) 当地地形的复杂程度。

(3) 风能资源的地理分布变化程度。历史数据记录丰富且地形相对简单的网格置信度最高,数据较少且地形复杂的网格置信度最低。

3.2.2.2 数值模拟方法

根据气象站长年观测资料用统计分析方法获取的风能资源分布图有一定的局限性,其原因如下:

(1) 气象站给出的观测数据,其高度为 10m 。

(2) 气象站分布不均匀,分辨率较低。

(3) 气象站周边环境逐年变化,影响观测资料的代表性。

虽然设立专用测风塔可以弥补上述缺点,但由于测风塔分布密度受经费限制,测风塔观测时间需 $1\sim 2$ 年。因此,测风塔观测方法一般作为风能资源评估的辅助手段,对气象站观测数据进行修正。近年来,国际上在风能资源评估时主要采用数值模拟技术。常用的模式系统有以下几种:

(1) 由 KAMM 中尺度模式与 WAsP 线性小尺度模式组成的模式系统。

(2) 由 MASS 中尺度模式与 WindMap 线性小尺度模式组成的 MesoMap 模式系统。

(3) 由 MASS 中尺度模式与 MSFD 非线性小尺度模式组成的 SiteWind 模式系统。

(4) 由 MM5 中尺度模式或 TAPM 中尺度模式与线性或非线性小尺度模式组成的 WindScape 模式系统。

(5) 由 MC2 中尺度模式与 Ms-micro 小尺度模式组成的 WEST 模式系统。

(6) 大气边界层 RAMS 模式。

(7) 中尺度气象模式 MM5。

目前,风能资源数值模拟得到的风能资源图谱,其水平分辨率可以达到 $1\text{km}\times 1\text{km}\sim 5\text{km}\times 5\text{km}$,垂直分辨率一般为 10m 。模拟结果与实测结果比较,其相对误差小于 10% 。

3.3 风能资源分布

3.3.1 中国风能资源分布

据中国气象局的估计,我国风能资源可开发量约为 7 亿~12 亿 kW。我国风能资源丰富的地区主要分布在东南沿海及附近岛屿,内蒙古、新疆和甘肃河西走廊,以及华北和青藏高原的部分地区。图 4.2-21 所示为用统计分析方法给出的 10m 高度处我国风能资源分布图。

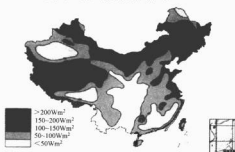


图 4.2-21 我国风能资源分布图

3.3.2 世界风能资源分布

世界气象组织对全球风能资源进行了评估,结果表明:在 10m 高度处,全球风能密度大于 $150\sim 200\text{W/m}^2$ 的地区约占 $2/3$ 。技术上可转换成电力的风能资源每年约为 53 万亿 kWh。

第3章 风力发电机组

1 风力发电机组分类

1.1 按运行方式分类

风力发电机组按运行方式可分为离网型风力发电机组和并网型风力发电机组。

1.1.1 离网型风力发电机组

离网型风力发电机组不与电网连接,运行不受电网电压及频率的限制,因此不必设置控制运行的复杂系统,一般用于没有电网地区,小型机组可直接与负载连接。

1.1.2 并网型风力发电机组

并网型风力发电机组产生的电能向电网输送,电压和频率必须与电网一致。

1.2 按风轮形式分类

风力发电机组按风轮形式可分为垂直轴风力发电机组和水平轴风力发电机组。

1.2.1 垂直轴风力发电机组

垂直轴风力发电机组的风轮旋转轴与地面垂直。垂直轴风轮按形成转矩的机理又可分为阻力和升力型。阻力型的效率低于升力型。升力型垂直轴风力发电机组按风轮叶片形状还可分为Φ形风力发电机组和H形风力发电机组,见图4.3-1。

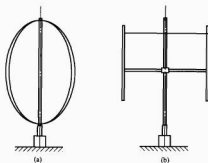


图 4.3-1 垂直轴风力发电机组
(a) Φ形; (b) H形

1.2.2 水平轴风力发电机组

水平轴风力发电机组的风轮旋转轴与地面基本平行,安置在垂直地面的塔架上,如图4.3-2所示。

水平轴风力发电机组按风轮与塔架的相对位置可分为上风向和下风向,见图4.3-2。上风向风力发电机组的风轮面对风向,安置在塔架前方。下风向风力发电机组的风轮背对风向,安置在塔架后方。并网型风力发电机组一般采用上风向水平轴风力发电机组。

1.3 按功率调节方式分类

水平轴风力发电机组按功率调节方式可分为失速型风力

发电机组,主动失速型风力发电机组和变桨、变速型风力发电机组等。

1.3.1 失速型风力发电机组

失速型风力发电机组又称定桨距风力发电机组,其风轮叶片直接与轮毂固定,安装角固定不变。失速型风力发电机组工作原理是,在一定迎角范围内叶片翼型的升力系数与迎角成正比,超出一定迎角后气流开始分离,不再保持正比关系,当迎角大到一定程度后,升力系数下降,阻力系数增加,称为失速。固定桨距风轮的转速变化很小,而叶片的安装角不变,因此当风速增大时,叶片的迎角也随之增大,当超过额定风速后叶片即产生失速,使功率下降到额定值以下,避免发电机产生过载而得以保护。

失速型风电机组的最大优点是,控制系统结构简单,制造成本低,可靠性高。但失速型风电机组的风能利用系数低,叶片上有较复杂的气动制动装置,当风速跃升时,会产生很大的机械应力,需要比较大的安全系数。

失速型风电机组的最大优点是,控制系统结构简单,制造成本低,可靠性高。但失速型风电机组的风能利用系数低,叶片上有较复杂的气动制动装置,当风速跃升时,会产生很大的机械应力,需要比较大的安全系数。

1.3.2 主动失速型风力发电机组

主动失速型风力发电机组是定桨距型与变桨距型风力发电机组的结合。叶片采用失速叶片,在低风速时,将桨距角调节到可获取最大功率输出的位置;当风速超过额定风速后,桨距角主动调节到失速范围,使功率稳定在额定值或以下,限制功率超载。随着风速的不断变化,叶片仅需微调就能维持额定功率输出。

主动失速型风力发电机组的优点是既具备定桨距失速型风力发电机组的特点,又可进行变桨距调节,提高机组的运行效率,输出功率较平稳。

1.3.3 变桨、变速型风力发电机组

变桨、变速型风力发电机组有如下几种类型:

(1) 双馈型风力发电机组。双馈型风力发电机组(如图4.3-3所示)采用绕线式转子的异步发电机,定子直接连接电网,转子通过变流器与电网相连。通过采用变流装置,调节励磁电流的频率可以在不同的转速下实现恒频发电,满足用电负载和并网的要求,即变桨变速运行。可以按吸收最大风能跟踪风速变化去调节转速,提高风力发电机组的效率;



图 4.3-3 双馈型风力发电机组

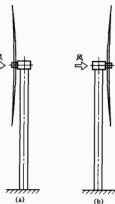


图 4.3-2 水平轴风力发电机组
(a) 上风向; (b) 下风向

通过调节励磁电流的有功分量和无功分量,独立调节发电机的有功功率和无功功率。这样不但可以调节电网的功率因数,补偿电网的无功需求,还可以提高电力系统的静态和动态性能。此外,双馈型风力发电机组采用交流励磁,使发电机和电网系统构成了“柔性连接”,即可以根据电网电压、电流和发电机的转速来调节励磁电流,精确地调节发电机输出电压,使其能满足电网的要求。

(2) 直驱型风力发电机组。直驱型风力发电机组又称无齿轮箱风力发电机组。直驱型风力发电机组通常采用永磁同步发电机(见图4.3-4),转子使用永磁体,没有励磁系统。直驱型风力发电机组将风能转化为频率、幅值都变化的三相交流电,经整流后通过逆变转换为恒频恒压的三相交流电馈入电网。通过全功率变流装置,对系统的有功功率和无功功率进行控制,实现最大功率跟踪,最大效率地利用风能。由于风轮转速较低,直驱型风力发电机组输出的电流频率与电网一致,导致发电机尺寸和重量较大,给风力发电机的运输和安装带来困难。直驱型风力发电机组也可以采用电励磁同步发电机(见图4.3-5)。

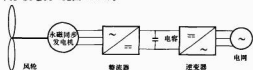


图 4.3-4 永磁直驱型风力发电机组

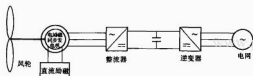


图 4.3-5 电励磁直驱型风力发电机组

(3) 半直驱型风力发电机组。半直驱型风力发电机组又称混合型风力发电机组。一般采用单级齿轮箱升速,这种结构可以分别应用在双馈型与直驱型中(如图4.3-6和图4.3-7所示)。

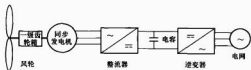


图 4.3-6 单级齿轮箱直驱型变桨变速风力发电机组



图 4.3-7 单级齿轮箱双馈型变桨变速风力发电机组

与直驱型风力发电机组相比,单级齿轮箱半直驱型风力发电机组具有较佳的能量成本比,同时由于发电机的特殊设计,大大减轻了发电机的体积和重量,方便安装和运输,具

有较好的应用前景。

2 风力发电机组总体布局

风力发电机组是一个复杂的系统,涉及众多领域和学科,风力发电机组的开发是一项系统工程。

风力发电机组总体设计的任务就是通过分析、研究,提出风力发电机组总体方案,确定风力发电机组子系统的功能及技术要求,对它们进行协调,使整个风力发电机组性能达到最优化。

2.1 风力发电机组基本方案

2.1.1 风力发电机组基本形式

2.1.1.1 风力发电机组运行方式

一般来说,小型风力发电机组采用离网运行方式;大型风力发电机组采用并网运行方式。

2.1.1.2 风力发电机组风轮形式

垂直轴风力发电机组不需要偏航系统,风轮可以吸收来自任意方向风量的能量,传动系统和发电机都安装在地面,维护方便。但是,垂直轴风力发电机组要求较高的启动风速,一般不能自启动;另外,风能利用系数较低,大型垂直轴风力发电机组的机械振动问题和气动弹性问题也较为复杂。

水平轴风力发电机组中有上风向和下风向机组之分。对没有尾舵的小型风力发电机组而言,下风向风力发电机组风轮可以被被动风,不需要偏航机构。但是,风轮在下风向,受塔影影响较大而影响风能利用系数,同时使疲劳载荷的幅值增大,减少叶片疲劳寿命,因此下风向风力发电机组较少采用。

水平轴风力发电机组风轮的叶片有两叶片和三叶片。与三叶片风轮相比,两叶片风轮在同样风轮直径(扫掠面积)的情况下,要在转速较高时才能输出相同的功率。因此,叶片的设计寿命长,噪声也高,对周围环境影响大。另外,两叶片风轮的质量平衡及气动平衡都比较困难,因此,功率和载荷波动比三叶片风轮大,其优点是叶片少,成本相对较低。

目前,商业化的大型风力发电机组一般是三叶片上风向水平轴风力发电机组。对于噪声要求不高的近海风力发电机组,两叶片下风向风力发电机组是一种选择方案。

2.1.1.3 风力发电机组控制方式

在水平轴风力发电机组中,按功率控制方式的不同可分为失速型风力发电机组、主动失速型风力发电机组和变桨、变速型风力发电机组。其中,变桨、变速型风力发电机组按不同的传动方式又可分为双馈型风力发电机组、直驱型风力发电机组和半直驱型风力发电机组。目前,失速型风力发电机组已逐步被变桨、变速型风力发电机组替代。在变桨、变速型风力发电机组中,主流机型是双馈型风力发电机组,其次是直驱型风力发电机组,半直驱型风力发电机组正在研制阶段。

2.1.2 风力发电机组设计等级

风力发电机组设计等级是在风力发电机组基本方案选择时,根据目标市场的风况确定,不同等级对应不同的风速和湍流强度。

IEC 61400-1 标准给出了属正常情况下的 I ~ III 等级和特殊情况下的 S 级, I ~ III 级根据湍流强度不同又分为 A、B、C 三个子级,具体参数见表 4.3-1。

表 4.3-1 风力发电机组设计等级

风力发电机组设计等级	I	II	III	S
参考风速 v_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	
A 湍流强度 I_{Aref}		0.16	由设计者提出参数	
B 湍流强度 I_{Bref}		0.14		
C 湍流强度 I_{Cref}		0.12		

注 v_{ref} 为 10min 平均参考风速; I_{Aref} 为 15m/s 下的湍流强度。

特殊风力发电机组,如近海风力发电机组,由于外部条件的特殊性,需要按 S 等级设计,其具体参数值由设计者提出。

2.1.3 风力发电机组控制方案

通常风力发电机组的控制是指风轮功率控制和发电机转速控制两者的组合,其主要形式如下。

2.1.3.1 恒转速、失速调节

定桨距风轮和笼式感应发电机,其特点是采用失速调节风轮功率。发电机以(单或双)固定转速运行,调节只是采用电力电容器的投入、切出调节无功功率(功率因数)。该发电机的优点是调节简单、可靠;缺点是在低风速时效率较低,达到额定功率时的风速随空气密度及电网频率的变化而变化,因失速后升力虽然减小但阻力却大大增加,因此叶片、轮毂、机舱底座、塔架等主要受力部件的载荷要比变桨距调节大。

2.1.3.2 恒转速、变桨距调节

采用变桨距风轮及笼式单速或双速感应发电机,其风轮调节一般分为两个阶段:第一阶段为启动阶段,当风力发电机组达到运行条件时,调节桨距角到一定位置(45°左右),随着转速的上升桨距角也不断增大,直到转速达到同步转速时并网发电,此后桨距角也调整到与风速相匹配的角度;第二阶段为运行阶段,当风速小于额定风速时,桨距角随风速而变化,使叶片保持在吸收风能最有利的迎角位置;风速大于额定风速后,桨距角随风速增大而增大,以减小迎角使迎角变化到与风速匹配的位置,保持输出功率在额定值。因此,发电量比失速调节大,尤其在夏季高温时期更为显著。

由于变桨距系统的惯性使调节滞后,引起的输出功率和载荷波动,导致机组的动负荷增加,也造成对电网的冲击,已很少单独使用。

变桨距调节的主要优点为风能利用系数高、载荷小、结构轻;缺点为增加一套变桨机构,系统组成比较复杂,成本增加,电能质量稍差。

发电机的调节也是只投入、切除电力电容,调节发电机的功率因数。

2.1.3.3 变桨距、变转速调节

理论上可以用三种不同控制功率方式的风轮,与不同类型的发电机及其相应的调节方式来实现变桨、变速。但是,一般采用变桨距控制功率的风轮与线绕转子感应发电机或永磁同步发电机。

在额定风速以下,风轮变速是为了从风中吸收尽可能多的能量。风轮的最高效率是运行在叶片的最佳尖速比(叶片的最有利的迎角)附近,不同的叶片,其尖速比值也不同,一般在 5~8 之间。

在额定风速以上,转速调节是为了稳定额定功率,风轮的转速变化要通过发电机的转速调节达到。发电机转速调节的方法,根据发电机的类型和调节原理有如下几种:

(1) 发电机转子转速电阻调节。主要用于线绕转子感应

发电机,在额定风速以下运行时不调节功率也不变速,在额定风速以上时功率调节功能才启用,故又称有限(或半)变速。风速缓慢变化时用变桨距调节即可,当阵风来临,变速速度跟不上风速变化时,在转子回路中接入电阻改变风轮转速,使机械输出保持额定功率不变。多余的功率一部分变成风轮的动能,一部分消耗在转子的电阻上变成热能消散掉。接入电阻用电力电子控制单元,采用频宽调制(PWM)技术;阻值的变化用接入的占空比调节。这种调节风能利用系数较低,目前有散热问题;调节范围比较小,在 5%~10% 之间,目前已被双馈调节代替。

(2) 发电机转子转速双馈调节。仅用于绕线转子感应发电机,定子直接与电网相连,而转子则通过变流器联网,将转子的滑差功率回收也送到电网上,即定子和转子都向电网馈电。因为转子电流的频率远低于电网的频率,所以滑差功率必须经整流、逆变才能送入电网。变流器的功能不只回收滑差功率,更重要的是要向转子输送调节转速、功率的激励电流,转子侧也要进行 PWM 调制,是双向功率变流器,即向电网和转子两个方向输送功率。双馈是全程调节,即在额定风速上、下都可进行调速。转子的磁场必须跟随定子的磁场同步旋转,定子磁场的频率 ω_s 由电网决定是不变的。而转子磁场的旋转频率是由转子的机械旋转频率 ω_m 和转子的激励电流相对转子的旋转频率 ω_r 叠加而成的,即

$$\omega_r = \omega_m + \omega_i \quad (4.3-1)$$

在同步速以下 ($\omega_m < \omega_s$), 不向转子绕组施加外电动势时, ω_i 为正值,发电机处于电动机状态,从电网吸收功率。若向转子绕组施加反向电动势,使转子电流方向,则 ω_i 也反向。为了保持同步转子的机械旋转频率提高,即转子转速变为超同步,则发电机运行在发电状态,定子向电网送电。

根据具体情况,只要加上不同相位的电压就能同时调节定子的有功功率和无功功率(功率因数),发电机效率更高。在电网需要时还可向电网输送无功功率。当前大型风力发电机的转速,除直驱型风力发电机组外,多数采用双馈调节。

(3) 永磁同步风力发电机转速调节。永磁发电机都是同步发电机,转子使用永磁体,没有外激磁系统,不能用改变激磁电流的方式调速。由电机学理论可知,如果永磁同步发电机的定子中没有建立磁场的电流,随着转子转速的变化,定子中感应电动势的频率与转子转速成比例,若定子中已建立起旋转磁场,则转子转速必须与定子磁场转速一致(同步)。因此,变速永磁同步风力发电机的定子不能直接与电网相连(否则不能变速),则需要通过全功率双向变流器才能与电网相连。发电机的转速是由变流器电动机侧向发电机定子输送的无功电流频率决定的。发电机调速要通过改变变流器输入定子无功电流的频率来实现。

2.1.4 风力发电机组总体布置

风电机组总体布置的任务是,确定各部件的相对位置,进行连接件设计,确定接口尺寸,以保证风电机组装配协调,为对各分系统或部件提出设计要求进行准备。

2.1.4.1 传动系统布置

传动系统是指风轮动力传递到发电机的路径及其构成,由主轴、齿轮箱、联轴器、发电机及与安全有关的机械制动装置和过极限限制器等组成,其拓扑结构很多,主要有以下三类。

(1) 直驱型风力发电机传动系统布置。直驱型风力发电机的发电机分两种。当发电机采用外转子发电机时,风轮一般直接与转子法兰盘相连。当发电机采用内转子发电机

时,风轮一般也直接与转子法兰盘连接。只是个别的风轮连接在与发电机转子相连的主轴上。后者传动方式的优点是发电机只承受风轮传来的扭矩,不承受其他载荷,设计制造相对简单,发电机本身成本相对较低;机组塔架以上部分的质心相对塔架偏心较小。该方式的缺点是多了主轴及其相关的轴承、支座等构件,结构稍复杂,成本增加。

(2) 双馈型风力发电机组传动系统布置时主要考虑低速轴(主轴)的支撑方式,以及低速轴与齿轮箱的相对位置。

1) 单点支撑形式。单点支撑形式是在传动链前部使用一个轴承。风轮的推力、剪力和力矩通过主轴轴承传递到主机架。通常将轴承外圈与主机架连接,轴承内圈与主轴连接,主轴设计成相对较短的结构,可以内置在主机架中或者除扭矩外的齿轮箱箱体中,见图 4.3-8。这种支撑方式的风轮载荷不通过齿轮箱传递,轴承处的变形由弹性扭矩臂补偿。齿轮箱的输入轴不会因为弯曲力矩而产生变形。

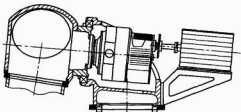


图 4.3-8 单点支撑形式传动系统

2) 两点支撑形式。两点支撑形式是在主轴的两端各有一个轴承,其中一个轴承在轴向完全固定,以便平衡风轮的推力;另一个只将外环或内环固定,以便主轴在温度发生变化而导致长度变动时在轴向能够移动,避免结构产生过大的温度应力。这样除了扭矩以外,主轴不会将其他载荷传给齿轮箱。主轴与齿轮箱的连接方式相对自由,可以采用花键、胀紧套连接等。对于较小的风力发电机组,两个轴承的支座是一体的,可减少构件的数量,便于在机舱装配前,预先将主轴、轴承和支座,甚至包括变矩机构进行组合,以减少机舱装配的台架周期。对于大型机组,一般前后轴承支座是独立的,见图 4.3-9。

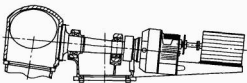


图 4.3-9 两点支撑形式传动系统

3) 三点支撑形式。三点支撑是在主轴上只有一个前轴承,前轴承的内、外环在轴向都必须固定,限制主轴的三个平移自由度;另外两个支撑点设置在齿轮箱上,它与前轴承一起限制了主轴绕轴线转动以外的其他两个自由度,见图 4.3-10。

三点支撑要求主轴与齿轮箱必须刚性连接,一般采用胀紧套连接。另外,齿轮箱除承受主轴传递的扭矩以外,还要承受不平衡风轮重力等形成的支点反力,因此,齿轮箱输入轴的轴承受力复杂,必须加大其承载能力。该形式的优点是可以缩短机舱的轴向尺寸,方便在齿轮箱两个支点处加减振器,降低齿轮箱的振动传到其他结构上的量级,降低噪声水平。

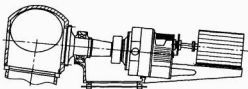


图 4.3-10 三点支撑形式传动系统

4) 内置主轴形式。内置主轴形式是指主轴、轴承与齿轮箱集成在一起。主轴内置于齿轮箱,有两个安装轴承,一个双面球轴承,一个止推轴承,主轴与第一级行星轮采用花键连接。风轮载荷通过轴承传到齿轮箱体,再传到机舱底座上,见图 4.3-11。这种传动方案的主要特点是结构紧凑,质量轻,主轴内置在齿轮箱中,采用的是强制集中润滑,润滑效果好,现场安装和维护工作量大。但齿轮箱外形尺寸和质量大,制造成本相对较高。

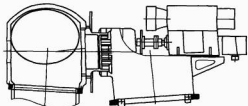


图 4.3-11 内置主轴形式传动系统

(3) 半直驱型风力发电机组传动系统布置。半直驱型风力发电机组的发电机只有内转子,一般风轮直接连接到齿轮箱的输入轴法兰盘上,其优点、缺点介于直驱和齿轮箱传动链之间。该布置方式减小了机舱体积。

2.1.4.2 机舱布置

传动系统位置确定后,机舱的布置基本完成。其他需要布置的部件主要有齿轮箱润滑油站及其冷却器、发电机冷却系统、液压系统、发电机控制器(变频器)、机舱控制柜、机舱吊点及其他装置等。它们的布置应遵循下列原则:

操作和维修方便。如用于运输维修物品的吊车一般放在机舱后部,机舱后部一般离塔架较远,物品不易与塔架碰撞。

功能效率要求高。如冷却器要放在换热效率高的地方,有的发电机换热器放在机舱罩外顶部。

尽量保持机舱静平衡,使机舱的重心位于机舱的对称面内,在塔架与风轮之间偏塔架轴线一方。这样便于机舱吊装、吊具设计并有利于偏航轴承的受力。

机舱布置应在机舱内各分系统和部件的外形尺寸和安装方式全部确定后,才能正式完成。图 4.3-12 给出了一种典型的风力发电机组机舱布置图。

2.1.4.3 偏航系统布置

偏航系统用于风力发电机组调向,在偏航系统布置时应考虑如下因素:

(1) 偏航轴承的位置,应与机舱对称面对称。另外,还要与风轮仰角、风轮锥角、运行时叶尖的最大挠度等一起考虑,保证叶尖距塔架大于安全距离。

(2) 偏航驱动器、阻尼器和偏航制动装置最好沿圆周方向等距离(角度)布置,至少应有两个对称面。否则,驱动偏航时除了旋转力矩外,还要引起剪力,从而增加偏航轴承

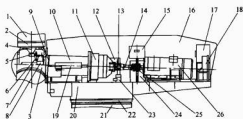


图 4.3-12 风电机组机舱布置图

1—叶片；2—叶片轴承；3—轮毂；4—变桨机构；5—曲柄；6—连杆；7—小轴；8—三脚架；9—主轴；10—主轴支架；11—齿轮箱；12—齿轮箱润滑油站；13—圆盘阀；14—万向联轴器；15—顶部控制器；16—机罩；17—齿轮油冷却器；18—分线箱；19—伺服油缸；20—底座；21—塔架；22—偏航轴承；23—偏航驱动系统；24—伺服液压站；25—安全离合器；26—发电机

的负担。

(3) 尽量采用内齿偏航驱动环，即齿轮在塔架之内。这样偏航驱动小齿轮和偏航传感器都装在塔架内部，使安装、维修和调整都比较方便。

(4) 滑动偏航轴承的滑板固定装置安排时，必须采用冗余设计，以确保机组安全。因为只要一块滑板的连接失效，它的载荷立即转移到其他滑板上，从而使其他滑板的连接装置过载，可能相继引起所有滑板失效，导致机头掉落。图 4.3-13 给出了一种典型的风力发电机组偏航系统布置图。



图 4.3-13 风电机组偏航系统布置图

2.1.4.4 塔架布置

以下主要指截锥形塔架布置时，应考虑的因素：

(1) 塔架分段。塔架高度较高，从生产、运输和安装要求必须分段，一般每段长度不超过 30m 是经济的。

(2) 塔门。塔门主要供人员和物品出入使用，其位置、尺寸与计划出入的物品大小和当地条件有关。塔门对塔架的整体强度有影响，因此要用门框补强，以做到等强度。

(3) 工作平台。塔架内部要设置工作平台，靠近塔架顶部的平台，主要用于机舱安装和作为塔架到机舱的通道，以及安装一些辅助装置。各段对接面下的平台，主要用于塔架各段的连接和其他维修，其上下位置应适中，以便于操作。

(4) 爬梯、安全索或安全导轨。爬梯主要用于维修时人员进出机舱，安全索应在爬梯附近，安全导轨应在爬梯的纵梁中间，用于人员上下爬梯时，安全锁扣在安全导轨上面能随人员上下移动，一旦人员跌落，锁扣即把人员锁在安全索或导轨上，保证人员安全。大型风力发电机组由于塔架高度大，塔架内部空间大，有可能装备电梯。电梯位置一般在塔

门附近，远离塔架底部的电控柜，以避免相互干扰。

(5) 电缆架。电缆架一般有活动电缆架和固定电缆架。活动电缆架位于塔架中心，固定在机舱底座的下面。出机舱电缆的自由部分即固定在它上面，这样当机舱偏航时电缆只扭转而不受牵拉。活动电缆架只承担电缆自由部分的重量。固定电缆架焊接在塔壁上，方位应在电控柜或发电机变频器附近，电缆可就近进入。

(6) 电控柜。当电控柜安放在塔架底部时，电控柜面向塔门以便于采光。如果当地低洼潮湿，则不应直接放在基础上而应在适当高度上建电控柜平台，并将柜门抬高。

(7) 照明系统。塔架内不能自然采光，必须有照明系统。为了便于安装和维护，照明灯具应安排在爬梯附近。

(8) 基础。基础除承受静、动载荷和安排受力结构件外，还必须按要求设置电力电缆、通信电缆和控制电缆通道（一般是预埋管）及设置风力发电机组接地系统和接地点。

2.2 风力发电机组总体参数

2.2.1 额定功率

额定功率（风力发电机组容量）由市场需求和技术发展来决定。目前，主流机型的额定功率是 1.5~2.5MW。

2.2.2 额定风速

额定风速确定时应与目标市场（区域）的风速分布频率（风频）匹配，即风力发电机组的功率曲线应与风频曲线匹配，以满足风力发电机组单位发电量成本（度电成本）最低的要求。

风力发电机组的容量与当地风速高、低无关，在低风速区也可以设计大直径风轮的风力发电机组。同样额定功率的发电机，使用大风轮的额定风速比使用小直径风轮的额定风速可以低一些。

理论上，额定风速要针对某个具体的风频分布来确定；但这样风力发电机组成本太高。另一方面，风的分布随机性很大，在同一个地方不同位置都有很大差异；即使同一位置风频分布也会发生变化。因此一般为了适应类似地区的差别，在同一容量的机型中可以配备几种不同尺寸的风轮。

2.2.3 切入风速

切入风速是风力发电机组进入发电运行状态时的风速。在该风速下，风轮产生的转矩除了克服主驱动链的阻尼力矩以外，还有剩余转矩可以发电，此风速值不宜过低，一般为 3~3.5m/s。

2.2.4 切出风速

切出风速是风力发电机组发电运行状态时的最大风速。在目前，在陆地使用的并网型风力发电机组的切出风速一般为 25m/s，在海上使用的并网型风力发电机组的切出风速也可以取 30m/s。

2.2.5 设计风速

设计风速是叶片气动设计时获得最大风能利用系数的风速。在该风速下，叶片处于最佳攻角，即在此攻角下叶片叶素处的升阻比最大。设计风速选择与翼型空气动力特性和区域风速分布频率有关，设计风速一般低于额定风速。

2.2.6 风轮转速

风轮转速包括设计转速、额定转速、最低转速、最高转速和极限转速。对于定速同步发电机，前四者是一样的，对于定速异步发电机也可视作一致，只相差 1% 左右的滑差。对变桨异步发电机，最低转速是小功率发电机的转速，额定转速和最高转速是大发电机的转速。对于变速运行的风力发电机，这些转速是不同的。

(1) 设计转速是设计风速时的风轮转速。在风轮叶片气动外形设计时,它和设计风速、风轮半径等确定设计最优叶尖速比,在该叶尖速比下优化叶片气动外形,即叶片弦长、扭角和翼型的分布,期望风轮有最大风能利用系数,设计风速一般在 $5 \sim 8 \text{ m/s}$ 之间。

(2) 额定转速是风力发电机额定功率时的转速。它影响齿轮箱的速比,是风轮叶片气动设计的重要依据。风轮转速高,风轮的实度可小;但转速受到叶尖速度大小的限制。为控制气动噪声,叶尖速度一般在 $65 \sim 75 \text{ m/s}$ 之间,海上风电机组可适当大一些。

(3) 最低转速是风轮切入风速时的转速。对于双馈感应发电机,取决于转子变频器的功率大小;对于使用变频器的同步发电机,则由气动设计确定。

(4) 最高转速是风轮允许超过额定转速的最大转速。对于双馈感应发电机,取决于转子变频器的功率大小;对于使用全功率变频器的同步发电机,则同极限转速。

(5) 极限转速是风轮不能超过的转速,它由结构强度、刚度和动态相应特性决定。

2.2.7 风轮轴功率

风轮轴功率是风轮轴输出的功率,它取决于风力发电机的额定功率 P 、发电机效率 η_g 和主驱动链的机械效率 η_M ,即风轮轴功率 $P_M = P / (\eta_g \eta_M)$ 。主驱动链的效率主要由齿轮箱和主轴承的效率决定,主轴承效率可以取 1,一般齿轮箱在额定状态下的效率可达 0.97。发电机的效率可达 0.95,则风轮轴功率约为风力发电机组额定功率的 1.1 倍。

2.2.8 风轮直径(扫掠面积)

风轮的扫掠面积由下式确定,即

$$A = \frac{2P_M}{\rho v^3 C_P} \quad (2.2-2)$$

式中: P_M 为风轮的轴功率; ρ 为空气密度,一般取海平面标准状态值; v 为风速,此处指额定风速; A 为风轮扫掠面积; C_P 为风能利用系数。

2.2.9 叶片数

并同型风电机组,风轮叶片数一般取 3 或 2。

2.2.10 风轮仰角

风轮仰角是风轮旋转轴与水平面的夹角,用于调节风力发电机组运行时风轮叶片叶尖与塔架间的距离,以确保叶片安全。

2.2.11 风轮锥角

风轮锥角是叶片轴线绕风轮轴旋转形成锥面的顶角,有和仰角相同的作用,在设计时应与仰角一起考虑。

2.2.12 塔架(轮毂)高度

塔架高度将影响轮毂处的风速,塔架离地面越高,则轮毂处的风速就越高。塔架高度与风轮直径应相匹配。为了保证风力发电机组的动力学特性,塔架越高,质量越大,造价也越大,当然发电量也越多,因此在确定塔架高度时应进行综合的技术经济分析。考虑在不同地区有不同风频率分布,同一容量的机型可以选择不同高度的塔架,需要注意的是塔架高度受风力发电机组结构动力特性的限制。

3 风力发电机组设计基础

3.1 风力发电机组空气动力学基础

3.1.1 动量理论

动量理论是用来描述作用在风轮上的力与来流速度之间的关系,以确定风轮究竟能从风的动能中转换成多少机

械能。

3.1.1.1 风轮尾流不旋转的动量理论

风轮尾流不旋转的动量理论是一种理想情况,做了如下假设:

- (1) 气流是不可压缩的均匀定常流。
- (2) 风轮简化成一个桨盘。
- (3) 桨盘上没有摩擦力。
- (4) 风轮流动模型可简化成一个单元流管(见图 4.3-14)。

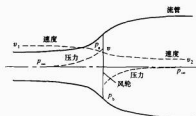


图 4.3-14 风轮流动的单元流管模型

(5) 风轮前后远方的气流静压相等。

(6) 轴向力(推力)沿桨盘均匀分布。

将一维动量方程用于图 4.3-14 所示的控制体,可得到作用在风轮上的轴向力 T 为

$$T = \dot{m}(v_1 - v_2) = \rho A V(v_1 - v_2) \quad (4.3-3)$$

式中: v_1 为风轮前来流速度 ($v_1 = v_\infty$); v_2 为风轮后尾流速度; \dot{m} 为单位时间流经风轮的空气质量流量; ρ 为空气密度; A 为风轮扫掠面积; v 为流过风轮的速度。

根据动量理论,作用在风轮上的轴向力 T 可表示为

$$T = A(p_s - p_b) \quad (4.3-4)$$

式中: p_s 为风轮前的静压; p_b 为风轮后的静压。

根据风轮前后远方的气流静压相等的假设及伯努利方程可得

$$T = \frac{1}{2} \rho A (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.3-5)$$

于是

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (4.3-6)$$

式(4.3-6)表示,流过风轮的速度是风轮前来流风速和风轮后尾流速度的平均值。

定义轴向诱导因子 $a = v_1 / v_1$, v_2 为风轮处轴向诱导速度,因此 $v = v_1(1-a)$, $v_2 = v_1(1-2a)$,由此可知,风轮尾流处的轴向诱导速度是风轮处的轴向诱导速度的两倍。轴向诱导因子 a 又可表示为

$$a = \frac{1}{2} - \frac{v_2}{2v_1} \quad (4.3-7)$$

式(4.3-7)表示,如果风轮吸收风的全部能量,即 $v_2 = 0$ 时,则 a 有一个最大值, $a = 1/2$ 。但是,在实际情况下,风轮只能吸收风的一部分能量,因此 $a < 1/2$ 。

根据能量方程,风轮吸收的能量(风轮轴功率 P)等于风轮前后气流动能之差,即

$$P = \frac{1}{2} \dot{m}(v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) = 2 \rho A v_1^3 a(1-a)^2 \quad (4.3-8)$$

将式(4.3-6)和式(4.3-7)代入式(4.3-17)可得

如果有

$$\frac{dP}{da} = 2 \rho A v_1^3 (1-4a+3a^2) = 0 \quad (4.3-9)$$

则 P 出现极值,求解后得 $a = 1$ 和 $a = 1/3$, 因为 $a < 1/2$, 所

以只取 $a=1/3$ 。因为 $d2P/d2a < 0$, P 取极大值, 由于 P 的连续性极大值就是最大值, 即

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \rho A v_1^3 \quad (4.3-10)$$

定义风轮功率系数 (又称风能利用系数) C_P 为

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = 4a(1-a)^2 \quad (4.3-11)$$

因此, 当 $a=1/3$ 时, 风轮功率系数最大, $C_{P\max} = 16/27 \approx 0.593$, 此值称为贝兹 (Betz) 极限。它表示在理想情况下, 风轮最多能吸收 59.3% 的风的动能。

3.1.1.2 风轮尾流旋转时的动量理论

实际上, 当气流在风轮上产生转矩时, 也受到了风轮的反作用力, 因此, 在风轮后的尾流是向反方向旋转的, 如图 4.3-15 所示。这时, 如果在风轮处气流的角速度和风轮的角速度相比是个小量的话, 那么一维动量方程仍可应用, 而且风轮前后远方的气流静压仍假设相等。

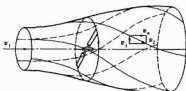


图 4.3-15 尾流旋转时的风轮流动模型

将动量方程用于图 4.3-16 所示的控制体, 可得作用在风轮平面 dr 圆环上的轴向力为

$$dT = d\dot{m}(v_1 - v_2) = 4\pi\rho v_1^2 a(1-a)rdr \quad (4.3-12)$$

式中: $d\dot{m}$ 为单位时间流经风轮平面 dr 圆环上的空气流量。作用在整个风轮上的轴向力可表示为

$$T = \int dT = 4\pi\rho v_1^2 \int_0^R a(1-a)rdr \quad (4.3-13)$$

式中: R 为风轮半径。

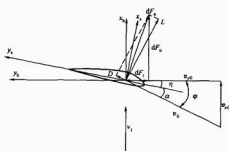


图 4.3-16 叶素上的气流速度

三角形和空气动力分量

将动量矩方程用于图 4.3-16 所示的控制体, 则作用在风轮平面 dr 圆环上的转矩可表示为

$$dM = d\dot{m}(v_1 r) = 2\pi\rho a\omega r^3 dr = 4\pi\rho a v_1 b(1-a)r^3 dr \quad (4.3-14)$$

$$\begin{aligned} v_1 &= \omega r \\ b &= \omega/2\Omega \end{aligned}$$

式中: v_1 为风轮叶片 r 处的周向诱导速度; ω 为风轮叶片 r 处的周向诱导角速度; b 为周向诱导因子; Ω 为风轮转动角速度。

3.1.2 叶素理论

叶素理论的基本出发点是风轮叶片沿展向分成许多微段, 又称叶素。假设在每个叶素上的流动相互之间没有干扰, 即叶素可以看成是二维翼型, 这时, 将作用在每个叶素上的力和力矩沿展向积分, 就可以求得作用在风轮上的力和力矩。

对每个叶素来说, 其速度可以分解为垂直于风轮旋转平面的分量 v_{y0} 和平行于风轮旋转平面的分量 v_{x0} , 速度三角形和空气动力分量如图 4.3-16 所示。在图 4.3-16 中, φ 角为入流角, α 为迎角, η 为叶片在叶素处的几何扭角 θ 与叶片桨距角 ξ 的和。由动量理论可知, 当考虑风轮后尾流旋转时, 则有

$$\left. \begin{aligned} v_{y0} &= v_1(1-a) \\ v_{x0} &= \Omega r(1+b) \end{aligned} \right\} \quad (4.3-15)$$

因此, 叶素处的合成气流速度 v_0 可表示为

$$v_0 = \sqrt{v_{y0}^2 + v_{x0}^2} = \sqrt{(1-a)^2 v_1^2 + (1+b)^2 (\Omega r)^2} \quad (4.3-16)$$

叶素处的入流角 φ 和迎角 α 分别可表示为

$$\varphi = \arctan \frac{(1-a)v_1}{(1+b)\Omega r} \quad (4.3-17)$$

$$\alpha = \varphi - \eta \quad (4.3-18)$$

这样, 求出迎角 α 后, 就可根据翼型空气动力特性曲线得到叶素的升力系数 C_l 和阻力系数 C_d 。

合成气流速度 v_0 引起的作用在长度为 dr 叶素上的空气动力 dF_0 可以分解为法向力 dF_n 和切向力 dF_t , dF_n 和 dF_t 可分别表示为

$$\left. \begin{aligned} dF_n &= \frac{1}{2} \rho c v_0^2 C_n dr \\ dF_t &= \frac{1}{2} \rho c v_0^2 C_t dr \end{aligned} \right\} \quad (4.3-19)$$

式中: ρ 为空气密度; c 为叶素剖面弦长,

且

$$\left. \begin{aligned} C_n &= C_l \cos\varphi + C_d \sin\varphi \\ C_t &= C_l \sin\varphi - C_d \cos\varphi \end{aligned} \right\} \quad (4.3-20)$$

这时, 作用在风轮平面 dr 圆环上的轴向力可表示为

$$dT = \frac{1}{2} B \rho c v_0^2 C_n dr \quad (4.3-21)$$

式中: B 为叶片数。

作用在风轮平面 dr 圆环上的转矩为

$$dM = \frac{1}{2} B \rho c v_0^2 C_t r dr \quad (4.3-22)$$

3.1.3 动量-叶素理论

为了计算作用在风轮叶片上的力和力矩, 必须计算风轮旋转平面中的轴向诱导因子 a 和周向诱导因子 b , 这就需要利用动量-叶素理论来求解。

由动量理论和叶素理论可知

$$dT = 4\pi\rho v_1^2 a(1-a)rdr = \frac{1}{2} B \rho c v_0^2 C_n dr \quad (4.3-23)$$

$$dM = 4\pi\rho a v_1 b(1-a)r^3 dr = \frac{1}{2} B \rho c v_0^2 C_t r dr \quad (4.3-24)$$

$$a(1-a) = \frac{\sigma}{4} \frac{v_0^2}{v_1^2} C_n \quad (4.3-25)$$

$$b(1-a) = \frac{\sigma a_0^2}{4 v_1 \Omega r} C_t \quad (4.3-26)$$

$$\sigma = \frac{Bc}{2\pi r}$$

由图 4.3-18 所示的速度三角形可得

$$\sin\varphi = \frac{(1-a)v_1}{v_0} \quad (4.3-27)$$

$$\cos\varphi = (1+b) \frac{\Omega r}{v_0} \quad (4.3-28)$$

于是

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma C_n}{4 \sin^2 \varphi} \quad (4.3-29)$$

$$\frac{b}{1+b} = \frac{\sigma C_t}{4 \sin \varphi \cos \varphi} \quad (4.3-30)$$

如果考虑普朗特叶尖损失修正因子 $F = \frac{2}{\pi} \times$

$$\arccos \left[\exp \left(-\frac{B R-r}{2 r \sin \varphi} \right) \right]$$

则有

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma C_n}{4 F \sin^2 \varphi} \quad (4.3-31)$$

$$\frac{b}{1+b} = \frac{\sigma C_t}{4 F \sin \varphi \cos \varphi} \quad (4.3-32)$$

这样, 根据上面的关系式就可以通过迭代方法求得轴向诱导因子 a 和周向诱导因子 b , 迭代步骤如下。

(1) 假设 a 和 b 初值, 一般可取 0。

(2) 计算入流角, 即

$$\varphi = \arctan \frac{(1-a)v_1}{(1+b)\Omega r} \quad (4.3-33)$$

(3) 计算迎角 $\alpha = \varphi - \eta$ 。

(4) 根据翼型空气动力特性曲线得到叶素的升力系数 C_l 和阻力系数 C_d 。

(5) 计算法向力系数 C_n 和切向力系数 C_t 。

$$C_n = C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi \quad (4.3-34)$$

$$C_t = C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi$$

(6) 计算新的 a 和 b 值, 即

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma C_n}{4 F \sin^2 \varphi} \quad (4.3-35)$$

$$\frac{b}{1+b} = \frac{\sigma C_t}{4 F \sin \varphi \cos \varphi}$$

(7) 比较两次计算的 a 值和 b 值, 如果误差小于设定的误差值 (一般可取 0.001), 则迭代终止; 否则, 再回到 (2) 继续迭代。

需要指出的是, 当 $a > 0.3$ 且风轮叶片部分进入涡环状态时, 简单的动量方程理论不再成立; 这时, 需要用经验公式对动量-叶素理论进行修正。

3.1.4 翼型理论

(1) 风力发电机组翼型。风力发电机组风轮叶片的剖面形状称为风力发电机组翼型, 它对风力发电机组性能有很大的影响。长期以来, 风力发电机组翼型主要选自航空翼型, 如 NACA44 系列、NACA63-2 系列翼型等。但是, 风力发电机组翼型和航空翼型下面一些不同之处。

1) 风力发电机组叶片是在相对较低的雷诺数下运行的, 一般为 10^6 量级, 这时翼型边界层的特性发生变化。

2) 风力发电机组叶片在大入流角 (迎角) 下运行, 这时翼型的失速特性显得十分重要。

3) 风力发电机组做偏航运动时, 叶片各剖面处的入流角 (迎角) 呈周期性变化, 需要考虑翼型的动态失速特性。

4) 风力发电机组叶片在大气近地层运行, 沙尘、碎石、雨滴、油污等会使叶片表面的粗糙度增加, 影响翼型空气动力特性。

5) 从叶片结构强度和制造技术方面考虑, 风力发电机

组风轮叶片的后缘是钝的, 做了加厚处理。

6) 从结构强度和刚度方面考虑, 风力发电机组翼型的相对厚度大, 在叶片根部处一般在 30% 以上。

因此, 近年来发展了风力发电机组专用翼型, 如 RI-SOE、DU、FFA、NRELS 等系列。

(2) 翼型几何参数。风力发电机组翼型的几何形状可以由下列翼型几何参数来描述, 如图 4.3-17 所示。

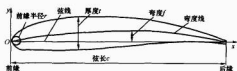


图 4.3-17 翼型几何参数

1) 中弧线。翼型周线内切圆心的连线称为中弧线, 也可将垂直于弦线度量的上、下表面间距离的中点连线称为中弧线, 中弧线又称弯度线。

2) 前缘。翼型中弧线的最前点称为翼型前缘。

3) 前缘半径。翼型前缘处内切圆的半径称为翼型前缘半径, 前缘半径与弦长的比值称为相对前缘半径。

4) 后缘。翼型中弧线的最后点称为翼型后缘。

5) 后缘角。翼型后缘处上、下两弧线切线之间的夹角称为翼型后缘角。

6) 厚度。翼型后缘处的厚度称为翼型后缘厚度。

7) 弦长。翼型前后缘之间的连线称为翼型弦线, 弦线的长度称为翼型弦长。

8) 厚度。翼型周线内切圆的直径称为翼型厚度, 也可将垂直于弦线度量的上、下表面间的距离称为翼型厚度, 最大厚度与弦长的比值称为翼型相对厚度。

9) 弯度。中弧线到弦线的最大垂直距离称为翼型弯度, 弯度与弦长的比值称为相对弯度。

(3) 翼型空气动力特性。翼型空气动力特性包括升力、阻力、俯仰力矩、气动中心 (焦点) 等。

1) 升力特性。翼型升力特性通常用翼型升力系数 C_l 随迎角变化的曲线来表示。翼型升力特性和绕翼型的流动相关, 按迎角大小一般可以划分为三个流动区, 即附着流区、失速区和深失速区。附着流区的迎角范围约为 $-10^\circ \sim 10^\circ$; 失速区的迎角范围约为 $10^\circ \sim 30^\circ$; 深失速区的迎角范围约为 $30^\circ \sim 90^\circ$ 。

在附着流区, 升力曲线呈线性变化, 由薄翼理论可知, 升力线斜率为

$$\frac{dC_l}{d\alpha} = 2\pi \quad (4.3-36)$$

实际的翼型升力线斜率小于此值。

当迎角增加到 10° 左右时, 气流开始分离, 升力系数随迎角的增加开始变得缓慢, 并逐渐下降。根据风洞试验的观察, 在失速区, 翼型上出现的气流分离有四种类型, 即薄翼型分离、前缘分离、后缘分离和混合分离。图 4.3-18 所示为翼型在不同分离形式时的升力曲线。

需要指出的是, 翼型边界层的分离一旦引起翼型失速后, 即使立即回复到失速前的迎角, 翼型边界层也不会马上再附着, 回复到分离前的流动状态, 这种现象称为流动迟滞现象, 如图 4.3-19 所示。

影响翼型失速特性的因素有翼型的几何外形 (主要是前缘形状和相对厚度)、迎角和雷诺数等。

在深失速区, 翼型的升力系数开始会随迎角增加而增

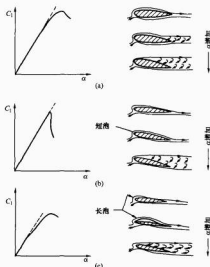


图 4.3-18 翼型在不同分离形式时的升力曲线
(a) 后缘分离; (b) 前缘分离; (c) 薄翼分离

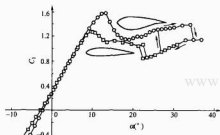


图 4.3-19 流动迟滞现象

大, 出现第一个峰值, 下降后又增大, 出现第二个峰值, 然后再逐渐下降; 当迎角增加到 45° 时, 升力系数和阻力系数近似相等, 升力特性和平板相类似; 当迎角到 90° 时, 升力系数接近于零, 如图 4.3-20 (a) 所示。

2) 阻力特性。翼型的阻力特性可以用翼型阻力系数 C_d 随迎角变化的阻力曲线来表示, 也可以用翼型阻力系数随翼型的升力系数变化的极值曲线来表示。翼型阻力包括摩擦阻力和压差阻力。在附着流区, 翼型阻力主要是摩擦阻力, 阻力系数随迎角增加而缓慢增大; 气流发生分离后, 翼型阻力主要是压差阻力, 阻力系数随迎角增加而迅速增大; 当迎角增加到 90° 时, 阻力特性和平板相类似, 阻力系数接近于 2.0, 如图 4.3-20 (a) 所示。

3) 俯仰力矩特性。翼型的俯仰力矩特性可以用翼型俯仰力矩系数 C_m 随迎角变化的力矩曲线来表示, 也可以用翼型俯仰力矩系数随翼型的升力系数变化的力矩曲线来表示。翼型俯仰力矩的参考中心一般取在距前缘 $1/4$ 弦长处, 变桨距风轮叶片设计时, 其转轴一般取在叶片各剖面 $0.25 \sim 0.35$ 弦点的连线附近, 以减少叶片变距时的操纵力矩。因此, 翼型的俯仰力矩特性对于变桨距叶片来说很重要。在附着流区, 俯仰力矩曲线呈线性变化, 绕气动中心 (焦点) 的力矩系数保持不变; 翼型气动中心一般位于翼型的 $1/4$ 弦点附近, NACA44 系列翼型的焦点在 $1/4$ 弦点前, 并随相对

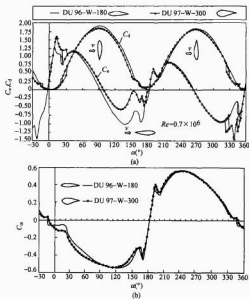


图 4.3-20 DU 翼型空气动力特性^[34]

(a) 升力特性和阻力特性; (b) 俯仰力矩特性

厚度增加而向前移动; NACA63 系列翼型的焦点在 $1/4$ 弦点的后面, 并随相对厚度增加而向后移动。气流发生分离后, 翼型俯仰力矩系数随迎角的变化不再保持线性关系, 如图 4.3-20 (b) 所示。

(4) 翼型几何参数对翼型空气动力特性的影响。翼型几何参数对翼型空气动力特性有直接影响。对风力发电机组翼型来说, 影响翼型空气动力特性的主要几何参数是前缘半径、相对厚度及最大厚度的弦向位置、后缘厚度等。

1) 前缘半径的影响。前缘半径 (前缘钝度) 对翼型的最大升力系数有着重要影响。通常可用上表面 6% 弦长处的 y 坐标与 0.15% 弦长处的 y 坐标之差 $\Delta y = (y \times 6\% - y \times 0.15\%) \times 100$ 来表示翼型前缘的钝度。图 4.3-21 给出了雷诺数为 9×10^6 时, NACA 对称翼型的最大升力系数 C_{Lmax} 随前缘钝度的变化, 由图 4.3-21 可知, 当前缘钝度较大时, 翼型有更高的最大升力系数。

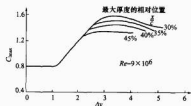


图 4.3-21 前缘钝度对翼型最大升力系数的影响

2) 相对厚度的影响。图 4.3-22 给出了 NACA 系列相对厚度对翼型最大升力系数 C_{Lmax} 的影响, 由图可知: ①随着相对厚度增加, 翼型最大升力系数增大。另外, 当最大厚度的位置靠前时, 最大升力系数更大。②在同一翼型系列中, 当相对厚度增加时, 将使最小阻力增大。另外, 最大厚度的位置靠后时, 可以减小最小阻力。③相对厚度对俯仰力

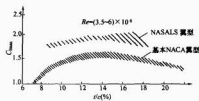


图 4.3-22 相对厚度对翼型最大升力系数的影响

矩系数的影响很小。

3) 弯度的影响。一般情况下,增加弯度可以增大翼型最大升力系数 C_{Lmax} ,特别是对前缘钝度较小和较薄的翼型尤为明显,如图 4.3-22 所示。另外,当最大弯度的位置靠前时,最大升力系数较大。

(5) 翼型表面粗糙度对翼型空气动力特性的影响。风力发电机组叶片由于受沙尘、油污和雨滴的侵蚀,使叶片表面,特别是前缘变得粗糙,翼型表面粗糙度,特别是前缘粗糙度对翼型空气动力特性有着重要影响,如图 4.3-23 所示。表面粗糙度使边界层转换位置前移,转换后边界层厚度增厚,减少了翼型的弯度,从而减小最大升力系数;另外,表面粗糙度可以使层流边界层转换成湍流边界层,使摩擦阻力增加。需要指出的是,当在翼型的适当位置,如在翼型下表面后缘贴粗糙带时,可以增大升阻比。

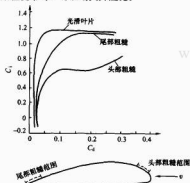


图 4.3-23 表面粗糙度对翼型空气动力特性的影响

(6) 翼型表面结冰对翼型空气动力特性的影响。风力发电机组在冬季寒冷地区运行时,当低温的小水滴碰撞风轮叶片时,在风轮叶片上会生成霜冰或冰壳,使风轮叶片剖面形状改变。当翼型表面生成霜冰时,虽然霜冰增加了风轮叶片的表面粗糙度,但是由于霜冰形成非常流线型的形状,因此,对翼型空气动力特性影响较小。当翼型表面生成冰壳时,则叶片前缘的形状发生改变,由于在冰壳角状物后要发生分离,这时叶片上的升力减小,阻力增大,焦点位置也发生改变。这样,不但影响风力发电机组的功率输出,还影响风力发电机组的控制,严重时会造成风力发电机组损坏。图 4.3-24 给出了翼型前缘结冰时不同冰形对升力特性的影响。

(7) 雷诺数对翼型空气动力特性的影响。雷诺数的大小会改变翼型边界层的状态,影响流动分离,从而改变翼型的空气动力特性,特别是对翼型最大升力系数的影响尤为明显。当雷诺数较小时,由于前缘分离气泡的存在、发展和破裂对雷诺数非常敏感,因此,使最大升力系数随雷诺数的变

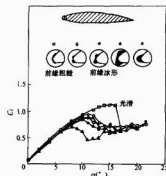


图 4.3-24 翼型前缘结冰时不同冰形对升力特性的影响 (M. L. Sundbreg 提供)

化规律有不确定性;但是,当雷诺数较大时,则翼型失速的迎角随雷诺数增加而增加,因此,翼型最大升力系数也相应增大;当雷诺数 $Re > 6 \times 10^6$ 后,翼型失速迎角和最大升力系数随雷诺数的变化就趋于平缓。图 4.3-25 给出了在美国 NASA 兰利风洞中通过试验得到的厚翼型 ($t \approx 18\%$) 和中等厚度翼型 ($t \approx 12\%$) 的最大升力系数随雷诺数的变化情况^[35]。

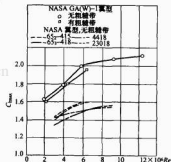


图 4.3-25 雷诺数对翼型最大升力系数的影响 (a) 厚翼型 ($t \approx 18\%$); (b) 中等厚度翼型 ($t \approx 12\%$)

雷诺数除了对翼型最大升力系数有影响外,还对翼型最小阻力系数有影响。在小迎角下,翼型阻力主要取决于摩擦阻力,它的大小与转换点位置有关,当雷诺数增加时,可以使翼型推迟层流分离,减小摩擦阻力;另外,在小迎角下,翼型压差阻力也是随雷诺数增加而减小的。因此,翼型最小阻力系数相应减小。需要指出的是,雷诺数对翼型空气动力特性的影响与翼型几何特性、表面粗糙度和来流湍流度等有关。因此,对于每种翼型来说都要通过风洞试验来获取准确的空气动力系数。

3.2 风力发电机组气动性能计算

3.2.1 性能计算方法

目前,风力发电机组性能计算时主要采用动量—叶素理论。根据本章 2.2.3 先计算轴向诱导因子 a 和周向诱导因子 b ;再求得叶素上的气流速度三角形以及作用在叶素上的法向力 dF_n 和切向力 dF_t ;最后通过积分求出作用在风轮上的轴向力 T 、转矩 Q 和轴功率 P 。

作用在风轮上的轴向力(推力) T 、风轮转矩 Q 和风轮轴功率 P 分别为

$$T = \frac{B}{2} \int_{r_0}^R \rho v_0^2 C_n dr \quad (4.3-37)$$

$$M = \frac{B}{2} \int_{r_0}^R \rho v_0^2 C_r r dr \quad (4.3-38)$$

$$P = M\Omega \quad (4.3-39)$$

一般,风力发电机组性能用风轮功率系数 C_P 、风轮轴向(推力)系数 C_T 和风轮转矩系数 C_M 给出

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A v_{\infty}^3} \quad (4.3-40)$$

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A v_{\infty}^2} \quad (4.3-41)$$

$$C_M = \frac{M}{\frac{1}{2} \rho A R v_{\infty}^2} \quad (4.3-42)$$

式中: A 为风轮扫掠面积; R 为风轮半径; v_{∞} 为来流风速。

3.2.2 风轮功率特性

风轮功率特性是评估风轮性能的重要指标,它将直接影响风力发电机组的输出功率大小。风轮功率特性一般用风轮功率系数随叶尖速比的变化曲线 ($C_P-\lambda$ 曲线) 和风轮功率系数随风速的变化曲线 (C_P-v) 来表示。

风轮功率特性除了取决于风轮叶片气动外形外,还受风轮实度(叶片数)、风轮偏航角(风向角)和叶片桨距角(安装角)等因素的影响。

(1) 风轮实度影响。图 4.3-26 给出了不同风轮实度时的风轮功率系数曲线,由图可知:①风轮实度低(叶片数少)时,在一个很宽的叶尖速比范围内保持高的风轮功率系数 C_P 值,但最大功率系数 C_{Pmax} 值较小。②风轮实度高(叶片数多)时,高的风轮功率系数 C_P 值只能在一个较窄的叶尖速比范围内保持,随着实度的增加,对应风轮最大功率系数值的叶尖速比变小;风轮实度太高时,风轮最大功率系数 C_{Pmax} 值减小。③最佳的风轮实度是两叶片或三叶片风轮。虽然两叶片风轮的最大功率系数 C_{Pmax} 值要比三叶片的小,但在很宽的叶尖速比范围内,两叶片风轮的功率系数 C_P 值的变化要比三叶片的小。

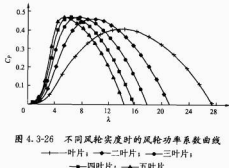


图 4.3-26 不同风轮实度时的风轮功率系数曲线

(2) 风轮偏航角影响。图 4.3-27 给出了不同风轮偏航角(风向角)时的风轮功率系数曲线,由图可知:有偏航角时,由于垂直于风轮的来流速度减小,使风轮功率系数减小,当偏航角在 $\pm 15^\circ$ 时,风轮功率系数约减小 10%。偏航角越大,风轮功率系数减小越多,因此,一般水平轴风力发电机组都配置调向机构,当风向有较大变化时进行调向。大型风力发电机组为了避免由于频繁调向时交变载荷对结构疲劳强度的影响,通常在控制系统设计中,设定当风向角改变大于 15° 时,调向机构才开始调向。

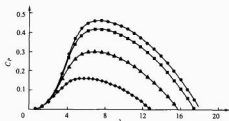


图 4.3-27 不同风轮偏航角时的风轮功率系数曲线

— $\beta=0^\circ$; — $\beta=15^\circ$; — $\beta=30^\circ$; — $\beta=45^\circ$

另外,在小型风力发电机组上,也可以采用偏转风轮的方法来限制功率输出。偏转风轮有两种方法:一种是在垂直方向上偏转(上仰)风轮;另一种则是在水平方向上偏转(偏航)风轮。

(3) 叶片桨距角(安装角)影响。图 4.3-28 给出了不同叶片桨距角时的风轮功率系数曲线,由图 4.3-28 可知:不同叶片桨距角时,风轮功率系数随之发生变化,因此,可以通过变桨距的方式来调节风力发电机组功率输出特性。

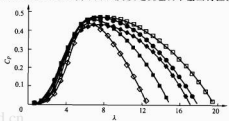


图 4.3-28 不同叶片桨距角时的风轮功率系数曲线

— $\xi=-4^\circ$; — $\xi=-2^\circ$; — $\xi=0^\circ$;
— $\xi=2^\circ$; — $\xi=4^\circ$

3.2.3 风轮转矩特性

风轮转矩特性主要为风力发电机组传动系统和发电机设计时提供转矩,一般用风轮转矩系数随叶尖速比的变化曲线 ($C_M-\lambda$) 和风轮转矩系数随风速的变化曲线 (C_M-v) 来表示。与风轮功率系数一样,它也随风轮实度(叶片数)、风轮偏航角(风向角)和叶片桨距角(安装角)等的变化而变化。

图 4.3-29 给出了某水平轴风力发电机组在不同风轮实度(叶片数)时的风轮转矩系数曲线,由图可知:随着风轮实度的增加,风轮最大转矩系数增大,最大转矩系数所对应的叶尖速比减小。因此,对风轮高速运行的风力发电机组,一般采用实度低的风轮,以满足发电机和齿轮箱设计时低转

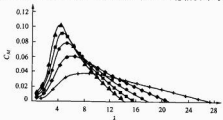


图 4.3-29 不同风轮实度

(叶片数)时的风轮转矩系数曲线

— 一片; — 二片; — 三片;
— 四片; — 五片

矩的需要；而对风轮低速运行的风力提水机组，则一般采用实度高的风轮，以满足风轮启动时高转矩的需要。图 4.3-30 和图 4.3-31 所示为不同风轮偏航角和不同桨距角时的风轮转矩系数曲线。

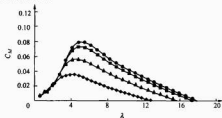


图 4.3-30 不同风轮偏航角时的风轮转矩系数曲线

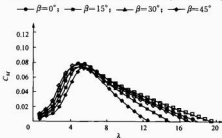


图 4.3-31 不同叶片桨距角时的风轮转矩系数曲线

3.2.4 风轮轴向力（推力）特性

风轮轴向力（推力）特性一般用风轮轴向力（推力）系数随叶尖速比的变化曲线（ $C_T-\lambda$ ）和风轮轴向力（推力）系数随风速的变化曲线（ C_T-v ）来表示，主要为风力发电机组结构设计时提供轴向力。与风轮功率系数一样，它也随风轮实度（叶片数）、风轮偏航角（风向角）和叶片桨距角（安装角）等的变化而变化。

图 4.3-32 所示为某水平轴风力发电机组在不同风轮实度（叶片数）时的风轮轴向力（推力）系数曲线，由图可知，风轮轴向力（推力）系数随叶尖速比增加而增大；风轮实度增加时，风轮轴向力（推力）系数也随之增大。图 4.3-33 和图 4.3-34 所示为不同风轮偏航角和不同桨距角时的风轮轴向力（推力）系数曲线。

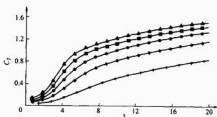


图 4.3-32 不同风轮实度（叶片数）时的风轮轴向力（推力）系数曲线

— $\xi=1$ — $\xi=2$ — $\xi=3$ — $\xi=4$ — $\xi=5$

需要指出的是，在图 4.3-32~图 4.3-34 中，风轮轴向力（推力）系数出现大于 1 的情况，这是风轮运行在一种相

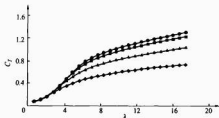


图 4.3-33 不同风轮偏航角时的风轮轴向力（推力）系数曲线

— $\beta=0^\circ$ — $\beta=15^\circ$ — $\beta=30^\circ$ — $\beta=45^\circ$

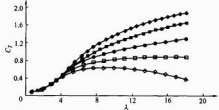


图 4.3-34 不同叶片桨距角时的风轮轴向力（推力）系数曲线

— $\xi=-4^\circ$ — $\xi=-2^\circ$ — $\xi=0^\circ$ — $\xi=2^\circ$ — $\xi=4^\circ$

对来流风速，风轮旋转速度很快的非正常情况，一般不会出现。

3.2.5 风力发电机组功率特性

风力发电机组功率特性是评估风力发电机组性能的重要指标，对风力发电机组来说，直接影响其年发电量的多少。风力发电机组功率特性除主要取决于风轮功率特性外，还取决于风力发电机组传动系统和发电机的效率，以及风力发电机组的运行方式。风力发电机组功率特性一般用风力发电机组输出功率随风速的变化曲线（ $P-v$ ）和风力发电机组功率系数随风速的变化曲线（ C_p-v ）来表示。

(1) 失速型风力发电机组的功率特性。失速型风力发电机组是通过风轮叶片失速来控制风力发电机组在额定风速以后的功率输出，以及通过叶尖扰流器来实现极端情况下的安全停机问题。

失速型风力发电机组的风轮叶片通过选择失速性能良好的翼型和合理的风轮叶片扭角沿展向的分布使叶片在风速大于额定风速后，在其根部开始进入失速，并随风速增加逐渐向叶尖处扩展，使功率减少。

当采用叶尖扰流器时，可以在高风速和脱网停机时，通过打开叶尖扰流器或让叶尖端转动一个角度使风力发电机组迅速制动。

失速型风力发电机组功率特性还与风轮的转速和风轮叶片的初始安装角等有关。一般来说，风轮的转速和叶片安装角是固定不变的，因此，它只在某一个叶尖速比下，具有最大功率系数。一般来说，失速型风力发电机组设计时，其额定转速不是按在额定风速时具有最大的功率系数来设计的，而是在低于额定风速下具有最大的功率系数来设计的。即使这样，为了使风力发电机组在低风速下运行时也具有较大的功率系数，许多失速型风力发电机组均采用双速异步发电机进行切换，采用双速发电机后，可以增加风力发电机组在低风速时的功率输出，但增加的幅度随风速增大而减小。

失速型风力发电机组是定桨距风力发电机组,不同风轮叶片安装角有不同的风轮功率特性,因此,在失速型风力发电机组风轮安装时,按风轮设计时选定的叶片初始安装角与轮毂进行连接。但是由于不同地区安装风力发电机组时,其实际的功率特性随空气密度变化而变化,因此需要通过调节叶片初始安装角(桨距角)来达到额定的功率输出。

(2) 主动失速型风力发电机组的功率特性。主动失速型风力发电机组和失速型风力发电机组不同之处为:主动失速型风力发电机组风轮叶片是变桨距的,在低风速时通过改变桨距角或保持一定的桨距角,使其功率输出增加;而在高风速时通过变桨距角来控制功率输出。主动失速型风力发电机组和变桨变速型风力发电机组不同之处为:当风速超过额定风速时,主动失速型风力发电机组是将风轮叶片的桨距角变小使迎角增大来调节。图 4.3-35 和图 4.3-36 分别为主动失速型风力发电机组的功率特性曲线和相对应的桨距角调节曲线。

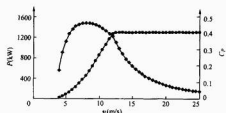


图 4.3-35 主动失速型风力发电机组的功率特性曲线

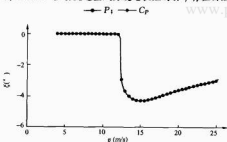


图 4.3-36 主动失速型风力发电机组叶片桨距角的调节曲线

主动失速型风力发电机组和变桨变速型风力发电机组类似,为了减小变矩调节的频率,一般也可采取在低于额定风速时不变桨距的控制策略。

(3) 变桨变速型风力发电机组的功率特性。现代兆瓦级风力发电机组多采用变桨变速型风力发电机组的形式。这种形式的风力发电机组风轮叶片桨距角可以调节,同时发电机可以变速,并输出恒频恒压电能。与恒速型风力发电机组相比,该形式的机组可以在低于额定风速时,通过改变转速和叶片桨距角使风力发电机组在最佳叶尖速比下运行,从而输出最大的功率;而在高于额定风速时,可以通过改变叶片桨距角使风力发电机组功率输出稳定在额定功率,如图 4.3-37 所示。图 4.3-38 所示为变桨距调节功率时的叶片桨距角和转速随风速变化的曲线,由图可知:当风速超过额定风速时,变桨变速型风力发电机组将风轮叶片的入流角向小的方向,即使桨距角变大来调节,以减少功率输出;反之,当风速低于额定风速时,则将风轮叶片的入流角向大的方

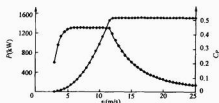


图 4.3-37 变桨变速型风力发电机组的功率特性曲线

— P_i — C_p

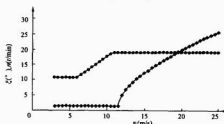


图 4.3-38 变桨距调节功率时的叶片桨距角和转速随风速变化的曲线

— n_1 — β

向,即使桨距角变小来调节,以增加功率输出。为了减少变矩调节的频率,一般来说,可采取低于额定风速时不变桨距的控制策略。

(4) 风力发电机组功率特性的影响因素。当风力发电机组在风电场中安装时,功率特性除取决于风力发电机组性能特性、控制特性和运行方式外,还取决于气象和环境条件,以及在风电场中的排布。本节主要介绍气象和环境条件对风力发电机组功率特性的影响。

1) 海拔高度的影响。当风力发电机组安装在海拔高度高的地区时,由于那里的空气密度低,因此输出功率减小。

2) 温度的影响。当风力发电机组安装在低温地区时,由于空气密度变大,因此输出功率增大;反之,在高温地区安装的风力发电机组其输出功率减小。

3) 阵风的影响。自然风的风速和风向是随时间变化的,因此,风力发电机组功率特性也是随时间变化的,阵风对风力发电机组的功率特性的影响是明显的。

4) 雨滴的影响。下雨时,一方面叶片上的雨滴会改变气流绕叶片的流动状态,使翼型空气动力特性发生变化;另一方面雨滴撞击在叶片上并在叶片离心力作用下从里向外甩出时产生能量损失,使风力发电机组的功率减小。

5) 污染的影响。当风力发电机组上的风轮叶片因沙尘、昆虫和漏油等原因被污染时,会改变风轮叶片表面的粗糙度,使翼型空气动力特性发生变化,从而减小功率输出。

6) 弹性效应影响。在用动量—叶素理论计算风力发电机组性能时,一般将叶片假设为刚性体,但是,实际上叶片是一个弹性体,在载荷的作用下会发生变形,使作用在叶片每个剖面上的空气动力特性发生变化,弹性效应对风力发电机组性能有一定影响,但不明显。

3.3 风力发电机组载荷计算

风力发电机组载荷是风力发电机组设计时,用于对风力发电机组进行静强度和疲劳强度分析。目前,载荷计算主要根据国际电工协会制定的 IEC 61400—1 标准进行。

3.3.1 载荷分类

作用在风力发电机组上的载荷主要包括空气动力载荷、重力载荷、惯性载荷(包括离心力和科氏力等)、操纵载荷、其他载荷(如波浪载荷、潮流载荷和结冰载荷等)。

根据载荷的性质,作用在风力发电机组上的载荷又可分为静载荷、定常载荷、周期载荷、瞬态载荷、脉冲载荷、随机载荷和谐振诱导载荷等。

3.3.2 载荷情况

风力发电机组载荷计算的内容是由风力发电机组的载荷

情况确定的,它由不同的外部条件和不同的风力发电机组工作状态组合而成,主要包括:①正常外部条件与风力发电机组正常工作状态组合;②正常外部条件与风力发电机组故障工作状态组合;③极端外部条件与风力发电机组正常工作状态组合;④一定的外部条件与风力发电机组运输、安装、维护及修理状态。

根据 IEC 61400—1 的规定,载荷情况如表 4.3-2 所示。

表 4.3-2 载 荷 情 况

风力发电机组设计工况	载荷情况	风况①	其他条件	载荷分析类型	局部安全系数
1. 发电	1.1	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$	极端事件的推断	U	N
	1.2	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$		F	**
	1.3	ETM $v_{in} = v_{hub} < v_{cut}$		U	N
	1.4	EDC $v_{hub} = v_t \pm 2m/s$, v_t , $v_t \pm 2m/s$		U	N
	1.5	EWS $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$		U	N
2. 发电并有故障	2.1	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$	控制系统故障或失去电网	U	N
	2.2	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$	保护系统或内部电气故障	U	A
	2.3	EOG $v_{hub} = v_t \pm 2m/s$ 和 v_{cut}	外部或内部电气故障,包括失去电网	U	A
	2.4	NTM $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$	控制、保护或电气系统故障,包括失去电网	F	**
3. 启动	3.1	NWP $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$		F	**
	3.2	EOG $v_{hub} = v_t \pm 2m/s$ 和 v_{cut}		U	N
	3.3	EDC $v_{hub} = v_t \pm 2m/s$ 和 v_{cut}		U	N
4. 正常停机	4.1	NWP $v_{in} < v_{hub} < v_{cut}$		F	**
	4.2	EOG $v_{hub} = v_t \pm 2m/s$ 和 v_{cut}		U	N
5. 应急停机	5.1	NTM $v_{hub} = v_t \pm 2m/s$ 和 v_{cut}		U	N
	6.1	EWM 50 年一遇		U	N
6. 停机(静止或空转)	6.2	EWM 50 年一遇	失去电网连接	U	A
	6.3	EWM 1 年一遇	极端偏航偏差	U	N
	6.4	NTM $v_{hub} < 0.7v_{ref}$		F	**
7. 停机和故障状态	7.1	EWM 1 年一遇		U	A
	8.1	NTM v_{hub} 由制造商设定		U	T
8. 运输、安装、维护和维修	8.2	EWM 1 年一遇		U	A

注 N、A、T 和 ** 分别指正常、非正常、运输、安装和疲劳等局部安全系数; v_{in} 、 v_t 、 v_{hub} 、 v_{cut} 和 v_{ref} 分别为切入风速、额定风速、切出风速、轮毂高度 10min 平均风速和参考风速; v_{in} 和 v_{cut} 分别为 1 年一遇和 50 年一遇极端风速; U 和 F 分别指极限载荷分析和疲劳载荷分析; NTM、ETM、EDC、EWS、EOG、NWP、EDC、EWM 等分别为 IEC 61400—1 规定的各种风速模型,其中 NTM 指正常湍流模型,ETM 指极端湍流模型,EDC 指阵风风向变化的极端持续阵风模型,EOG 指极端风速剪切模型,EOG 指极端运行阵风模型,NWP 指正常风速剖面模型,EDC 指极端风向变化模型,EWM 指极端风速模型。

① 若未规定 v_{cut} , 则应使用 v_{ref} 。

3.3.3 安全系数

风力发电机组设计时,需要提供的是设计载荷 F_d , 它与载荷特征值 F_k 的关系是

$$F_d = \gamma F_k \quad (4.3-43)$$

式中: γ 为载荷局部安全系数。

根据 IEC 61400—1 的规定,载荷局部安全系数选取见 3.4 节。

3.3.4 载荷计算

3.3.4.1 坐标系

(1) 坐标系定义。

1) 塔架坐标系。塔架坐标系 (O_t , x_t , y_t , z_t) 的坐标原点 O_t 位于塔顶中心, x_t 轴顺风向, z_t 轴铅垂向上, x_t 轴

与 y_t 、 z_t 轴符合右手规则,如图 4.3-39 (a) 所示。

2) 机舱坐标系。机舱坐标系 (O_h , x_h , y_h , z_h) 的坐标原点 O_h 位于机舱中心, x_h 轴与 z_t 轴同向, x_h 轴与 x_t 轴成夹角 β (偏航角), x_h 轴与 y_h 、 z_h 轴符合右手规则, O_h 与 O_t 之间的距离为 x_m , 如图 4.3-39 (b) 所示。

3) 轮毂坐标系。轮毂坐标系 (O_h , x_h , y_h , z_h) 的坐标原点 O_h 位于轮毂中心, y_h 轴与 y_t 轴同向, x_h 轴与 x_t 轴成夹角 α_h (风轮仰角), x_h 轴与 y_h 、 z_h 轴符合右手规则, O_h 与 O_t 之间的距离为 x_{mh} , 如图 4.3-39 (c) 所示。

4) 风轮坐标系。风轮坐标系 (O_r , x_r , y_r , z_r) 的坐标原点 O_r 与 O_h 重合, x_r 轴(为风轮旋转轴)与 x_h 轴重合, z_r 轴与 z_h 轴成夹角 ψ (方位角), x_r 轴与 y_r 、 z_r 轴符合右手规则,风轮坐标系随着风轮旋转,如图 4.3-39 (d) 所示。

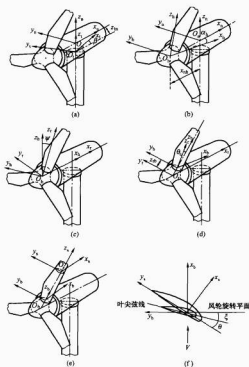


图 4.3-39 风力发电机组载荷坐标系

(a) 塔架坐标系; (b) 机舱坐标系; (c) 轮毂坐标系;
(d) 风轮坐标系; (e) 叶片坐标系; (f) 剖面坐标系

5) 叶片坐标系。叶片坐标系 (O_b, x_b, y_b, z_b) 的坐标原点 O_b 位于叶片轴线锥角起点处, z_b 轴沿叶片轴线指向外, y_b 轴与 y_c 轴同向, x_b 轴与 y_b, z_b 轴符合右手规则, O_b 与 O_c 之间的距离为 z_{cb} , z_b 轴到 z_c 轴成 θ_c 角 (风轮锥角), 叶片坐标系随着叶片旋转, 如图 4.3-39 (e) 所示。

6) 剖面坐标系。剖面坐标系 (O_s, x_s, y_s, z_s) 的坐标原点 O_s 位于叶片剖面与叶片轴线的交点处, y_s 轴平行于剖面几何弦线指向后缘, z_s 轴与 z_b 轴都沿叶片轴线向外, x_s 轴在剖面平面内垂直于 y_s 轴, x_s, y_s 和 z_s 符合右手规则, O_s 与 O_b 之间的距离为 z_{sb} , 如图 4.3-39 (f) 所示。

(2) 坐标系转换。

1) 位移间的转换。塔架坐标系与机舱坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} x_t \\ y_t \\ z_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta & 0 \\ -\sin\theta & \cos\theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_m \\ y_m \\ z_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.3-44)$$

机舱坐标系与轮毂坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} x_m \\ y_m \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\alpha_h & 0 & \sin\alpha_h \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin\alpha_h & 0 & \cos\alpha_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_h - x_{mh} \\ y_h \\ z_h \end{bmatrix} \quad (4.3-45)$$

轮毂坐标系与风轮坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} x_h \\ y_h \\ z_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\psi & \sin\psi \\ 0 & -\sin\psi & \cos\psi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_r \\ y_r \\ z_r \end{bmatrix} \quad (4.3-46)$$

风轮坐标系与叶片坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} x_r \\ y_r \\ z_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta_c & 0 & \sin\theta_c \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin\theta_c & 0 & \cos\theta_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_b \\ y_b \\ z_b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.3-47)$$

叶片坐标系与剖面坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} x_b \\ y_b \\ z_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\eta & \sin\eta & 0 \\ -\sin\eta & \cos\eta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_s \\ y_s \\ z_s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.3-48)$$

$$\eta = \theta + \xi$$

式中: θ 为叶片几何扭角; ξ 为叶片桨距角。

2) 速度间的转换。

塔架坐标系与短仓坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} v_{xt} \\ v_{yt} \\ v_{zt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\beta & \sin\beta & 0 \\ -\sin\beta & \cos\beta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{xm} \\ v_{ym} \\ v_{zm} \end{bmatrix} \quad (4.3-49)$$

机舱坐标系与轮毂坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} v_{xm} \\ v_{ym} \\ v_{zm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\alpha_h & 0 & \sin\alpha_h \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin\alpha_h & 0 & \cos\alpha_h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{xh} \\ v_{yh} \\ v_{zh} \end{bmatrix} \quad (4.3-50)$$

轮毂坐标系与风轮坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} v_{xh} \\ v_{yh} \\ v_{zh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\psi & \sin\psi \\ 0 & -\sin\psi & \cos\psi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{xr} \\ v_{yr} \\ v_{zr} \end{bmatrix} \quad (4.3-51)$$

风轮坐标系与叶片坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} v_{xr} \\ v_{yr} \\ v_{zr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta_c & 0 & \sin\theta_c \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin\theta_c & 0 & \cos\theta_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{xb} \\ v_{yb} \\ v_{zb} \end{bmatrix} \quad (4.3-52)$$

叶片坐标系与剖面坐标系的矩阵转换方程为

$$\begin{bmatrix} v_{xb} \\ v_{yb} \\ v_{zb} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\eta & \sin\eta & 0 \\ -\sin\eta & \cos\eta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{xs} \\ v_{ys} \\ v_{zs} \end{bmatrix} \quad (4.3-53)$$

3.3.4.2 计算模型

(1) 风模型。风模型可分为正常风模型和极端风模型。

1) 正常风模型。

a. 风剪切模型 (NWP)。由风剪切产生的平均风速随高度变化的风速廓线用指数律表示为

$$\frac{\bar{v}(z)}{\bar{v}(z_0)} = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha \quad (4.3-54)$$

式中: $\bar{v}(z)$ 为离地高度 z 处的平均风速; $\bar{v}(z_0)$ 为离地参考高度 z_0 处的平均风速, 通常 $\bar{v}(z_0)$ 为参考风速, 参考高度 z_0 取轮毂高度 H_h ; α 为风速廓线指数, 一般可取 $\alpha=0.20$ 。

风轮平面处未受扰动的速度分布为

$$v(r, \psi) = v_h \left(1 + \frac{r \cos\psi}{H_h}\right)^\alpha \quad (4.3-55)$$

式中: r 为在风轮平面内某点距轮毂中心的距离; ψ 为该点在风轮平面内的方位角, 正上方为 0° ; v_h 为轮毂高度处的风速。

b. 塔影效应模型。由于塔架对气流的堵塞, 在塔架的上游和下游都将使来流速度减小, 这称为塔影效应。大型风力发电机组一般采用圆柱式塔架, 圆柱式塔架比桁架式塔架的塔影效应要严重。而对圆柱式塔架来说, 由于气流分离和产生旋涡, 下风向又比上风向的塔影效应要严重。

对于上风向风力发电机组来说, 有塔影效应时, 垂直于

风轮旋转平面的速度可表示为

$$v(x_i, y_i) = v_h \left[1 - \frac{R_i^2 (x_i^2 - y_i^2)}{(x_i^2 + y_i^2)^2} \right] \quad (4.3-56)$$

式中: R_i 为塔架半径, 随塔架高度变化; x_i 、 y_i 分别为塔架坐标系下的水平两个方向坐标。

对于下风向风力发电机组来说, 有塔架效应时, 垂直于风轮旋转平面的速度可表示为

$$v(x_i, y_i) = v_h \left(1 - k \cos^2 \frac{\pi y_i}{\delta} \right) \quad (4.3-57)$$

式中: δ 为塔架效应引起的速度损失区的总宽度; k 为塔架效应引起的最大速度损失。

一般来说, 当叶片经过塔架时, 要对来流速度进行塔架效应修正。需要指出的是, 式 (4.3-56) 和式 (4.3-57) 适用于叶片处于方位角为 $120^\circ \sim 240^\circ$ 的范围。

c. 气流上洗效应模型。由于地形或其他因素的影响, 气流方向与水平面有一夹角, 这个夹角称上洗角 (或坡度角) σ 。这时来流速度可以分解为垂直和平行于风轮旋转平面的两个分量, 即

$$\begin{cases} v(r, \phi)_v = v_h \cos \sigma \\ v(r, \phi)_p = v_h \sin \sigma \end{cases} \quad (4.3-58)$$

式中: 下标 v 和 p 分别表示垂直和平行于风轮旋转平面的分量。

d. 气流侧偏效应模型。当风向改变或风力发电机组做偏航运动时, 气流方向与风轮旋转轴所在的铅锤平面有一偏航角 β 。这时, 来流速度可表示为

$$\begin{cases} v(r, \phi)_v = v_h \cos \beta \\ v(r, \phi)_p = v_h \sin \beta \end{cases} \quad (4.3-59)$$

e. 风洞流模型 (NTM)。

正常风洞流模型, 纵向风速分量的标准偏差

$$\begin{aligned} \sigma_z &= \varepsilon_{15} (0.75 v_h + b) \\ b &= 5.6 \text{ m/s} \end{aligned}$$

2) 极端风模型。

a. 极端风速模型 (EWM)。极端风速模型有稳态风速模型和湍流风速模型。对稳态极端风速模型, 50 年一遇极端风速 v_{h50} 和 1 年一遇极端风速 v_{h1} 可分别表示为

$$\begin{aligned} v_{h50}(z) &= 1.3 v_h \left(\frac{z}{H_h} \right)^{0.11} \\ v_{h1}(z) &= 0.8 v_{h50}(z) \end{aligned} \quad (4.3-60)$$

式中: v_h 为参考风速。

对湍流极端风速模型, 50 年一遇极端风速 v_{h50} 和 1 年一遇极端风速 v_{h1} 可分别表示为

$$\begin{aligned} v_{h50}(z) &= v_h / (z/H_h)^{0.11} \\ v_{h1}(z) &= 0.8 v_{h50}(z) \end{aligned}$$

b. 极端运行阵风模型 (EOG)。重现期为 N 年时, 在轮毂高度处的阵风风速的变化幅值 β_N 可表示为

$$v_{\beta_N} = \min \left\{ 1.35 (v_{h1} - v_h), 3.3 \left[\frac{\sigma_z}{1 + 0.1 \left(\frac{D}{\Lambda_v} \right)} \right] \right\} \quad (4.3-61)$$

$$\Lambda_v = \begin{cases} 0.7 H_h, & H_h < 60 \text{ m} \\ 42 \text{ m}, & H_h \geq 60 \text{ m} \end{cases} \quad (4.3-62)$$

$$\begin{aligned} \sigma_z &= \varepsilon_{nd} (0.75 v_h + b) \\ b &= 5.6 \text{ m/s} \end{aligned} \quad (4.3-63)$$

式中: D 为风轮直径; Λ_v 为轮毂高度处纵向湍流尺度参数; σ_z 为轮毂高度处纵向脉动速度均方根值; v_h 为轮毂高度处的风速。

参数 ε_{nd} 见表 4.3-1。

这时, 极端运行阵风风速为

$$v(z, t) = \begin{cases} v(z) - 0.37 v_{\beta_N} \sin(3\pi t/T) \\ \left[1 - \cos(2\pi t/T) \right] & 0 \leq t \leq T \\ v(z) & t < 0 \text{ 或 } t > T \end{cases} \quad (4.3-64)$$

式中: T 为阵风持续时间, $T=10.5 \text{ s}$ 。

c. 极端风向变化模型 (EDC)。重现期为 N 年时, 极端风向的变化幅值 β_N 在 $\pm 180^\circ$ 范围内可表示为

$$\beta_N = \pm 4 \arctan \left\{ \frac{\sigma_z}{v_h \left[1 + 0.1 (D/\Lambda_v) \right]} \right\} \quad (4.3-65)$$

这时, 极端风向变化 $\beta_N(t)$ 为

$$\beta_N(t) = \begin{cases} 0 & t < 0 \\ \pm 0.5 \beta_N [1 - \cos(\pi t/T)] & 0 \leq t \leq T \\ \beta_N & t > T \end{cases} \quad (4.3-66)$$

式中: T 为阵风持续时间, $T=6.0 \text{ s}$ 。

d. 伴随风向变化的极端持续阵风模型 (ECD)。极端持续阵风风速可表示为

$$v(z, t) = \begin{cases} v(z) & t < 0 \\ v(z) + 0.5 v_{\beta_N} [1 - \cos(\pi t/T)] & 0 \leq t \leq T \\ v(z) + v_{\beta_N} & t > T \end{cases} \quad (4.3-67)$$

式中: v_{β_N} 为极端持续阵风幅值, $v_{\beta_N}=15 \text{ m/s}$; T 为阵风持续时间, $T=10.0 \text{ s}$ 。

当极端持续阵风并伴随风向变化时, 风向变化与风速变化是同步的, 这时, 风向变化幅值 β_N 可表示为

$$\beta_N(v_h) = \begin{cases} 180^\circ & v_h < 4 \text{ m/s} \\ \frac{720^\circ}{V_h} & 4 \text{ m/s} \leq v_h \leq v_r \end{cases} \quad (4.3-68)$$

同步的风向变化 $\beta(t)$ 可表示为

$$\beta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0.5 \beta_N [1 - \cos(\pi t/T)] & 0 \leq t \leq T \\ \pm \beta_N & t > T \end{cases} \quad (4.3-69)$$

式中: T 为阵风持续时间, $T=10.0 \text{ s}$ 。

e. 极端风剪切模型 (EWS)。用于计算重现期为 50 年时的极端风剪切模型可以分别用瞬时垂直风剪切模型和瞬时水平风剪切模型来考虑。瞬时垂直风剪切风速可表示为

$$v(z, t) = \begin{cases} v_h \left(\frac{z}{H_h} \right)^{0.20} + \left(\frac{z - H_h}{D} \right) \left[2.5 + 0.2 k_{\Lambda_v} \left(\frac{D}{\Lambda_v} \right)^{1/4} \right] \\ \left[1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right] & 0 \leq t \leq T \\ v_h \left(\frac{z}{H_h} \right)^{0.20} & t < 0 \text{ 或 } t > T \end{cases} \quad (4.3-70)$$

瞬时水平风剪切风速为

$$v(y, z, t) = \begin{cases} v_h \left(\frac{z}{H_h} \right)^{0.20} + \left(\frac{y}{D} \right) \left[2.5 + 0.2 k_{\Lambda_v} \left(\frac{D}{\Lambda_v} \right)^{1/4} \right] \\ \left[1 - \cos \left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right] & 0 \leq t \leq T \\ v_h \left(\frac{z}{H_h} \right)^{0.20} & t < 0 \text{ 或 } t > T \end{cases} \quad (4.3-71)$$

式中: T 为阵风持续时间, $T = 12.0s$; k 为经验系数, $k = 6.4$ 。

3) 三维湍流模型。在进行风力发电机组结构动力特性分析时, 必须考虑湍流的空间变化, 提供速度时间历程曲线, 因此要进行三维湍流的模拟。三维湍流的模拟方法可采用 Veers 提出的方法: 模拟时风轮旋转平面用矩形网格覆盖, 每个网格内的速度时间历程曲线具有单点湍流频谱特性, 两个网格的速度时间历程曲线的相关性可用相干函数来表示。一般来说, 大气湍流模型可选用 von Karman 模型或 Kaimal 模型。

根据 von Karman 模型, 其纵向湍流功率谱密度可表示为

$$\frac{n S_{u'u'}(n)}{\sigma_u^2} = \frac{4 \left(\frac{n l_z}{v_z} \right)}{\left[1 + 70.8 \left(\frac{n l_z}{v_z} \right)^{5/6} \right]} \quad (4.3-72)$$

横向和竖向湍流功率谱密度可表示为

$$\frac{n S_{i'}(z, n)}{\sigma_i^2} = \frac{4 \left(\frac{n l_z}{v_z} \right) \left[1 + 755.2 \left(\frac{n l_z}{v_z} \right)^{5/6} \right]}{\left[1 + 282.3 \left(\frac{n l_z}{v_z} \right)^{11/6} \right]}, i = v, w \quad (4.3-73)$$

对垂直于平均风速方向相距 r 的空间两点的纵向速度分量来说, 其相干函数可表示为

$$\text{Coh}_u(r, n) = 0.994 [A_{3/6}(\eta_u) - \frac{1}{2} \eta_u^{2/3} A_{1/6}(\eta_u)] \quad (4.3-74)$$

$$A_j(x) = x^j K_j(x)$$

$$\eta_u = 0.747 \frac{r}{L_u(r, n)} \sqrt{1 + 70.8 \left[\frac{n l_z(r, n)}{v} \right]^2} \quad (4.3-75)$$

式中: K 为修正的变贝塞尔耳 (Bessel) 函数。

湍流积分尺度可表示为

$$L_u(r, n) = 2 \min(1.0, 0.04 n^{-2/3}) \sqrt{\frac{(L_u^2 \Delta y)^2 + (L_u^2 \Delta z)^2}{\Delta y^2 + \Delta z^2}} \quad (4.3-76)$$

式中: Δy 与 Δz 为间隔 r 的横向与竖向分量; L_u^2 和 L_v^2 为对应纵向速度分量的横向和竖向湍流积分尺度。

对于横向速度分量和竖向分量, 其相干函数可表示为

$$\text{Coh}_i(r, n) = \frac{0.597}{2.869 \eta_i^2 - 1} [4.781 \eta_i^2 A_{5/6}(\eta_i) - A_{11/6}(\eta_i)], \quad i = v, w \quad (4.3-77)$$

$$\eta_i = 0.747 \frac{r}{L_i(r, n)} \sqrt{1 + 70.8 \left[\frac{n l_z(r, n)}{v} \right]^2} \quad (4.3-78)$$

$$\eta_i = \frac{\eta_i L_i(r, n)}{r} \quad (4.3-79)$$

湍流积分尺度可表示为

$$L_v(r, n) = 2 \min(1.0, 0.05 n^{-2/3}) \sqrt{\frac{(L_v^2 \Delta y/2)^2 + (L_v^2 \Delta z)^2}{\Delta y^2 + \Delta z^2}} \quad (4.3-80)$$

$$L_w(r, n) = 2 \min(1.0, 0.2 n^{-1/2}) \sqrt{\frac{(L_w^2 \Delta y)^2 + (L_w^2 \Delta z/2)^2}{\Delta y^2 + \Delta z^2}} \quad (4.3-81)$$

需要指出的是, 这里假设三个湍流分量是相互独立的。

(2) 风力发电机组模型。建立风力发电机组模型是风力

发电机组载荷计算的基础。风力发电机组模型包括几何模型、空气动力学模型、结构模型、传动系统动力学模型、控制系统模型和运行状态模型等。

通常用于载荷计算的风力发电机组模型是建立在动量—叶素理论基础上的气弹模型。风力发电机组模型的建模方法可参见相关文献。

(3) 风力发电机组载荷特性。

1) 叶片上的载荷。

a. 空气动力学载荷。作用在叶片上的包括摆振方向的剪力 Q_{yb} 和弯矩 M_{yb} 、挥舞方向的剪力 Q_{yb} 和弯矩 M_{yb} 以及变桨距时与变桨距力矩平衡的叶片俯仰力矩 M_{yb} 。叶片上的空气动力学载荷可根据本章 2.2 节中的动量—叶素理论计算, 计算时先求出轴向导引因子 a 和周向导引因子 b , 再求得叶素上的气流速度三角形以及作用在叶素上的法向力 dF_n 和切向力 dF_t , 然后通过积分求出作用在叶片上的空气动力学载荷 Q_{yb} , Q_{yb} , M_{yb} 和 M_{yb} , 即

$$Q_{yb} = \frac{1}{2} \int_0^R \rho v_0^2 C_n dr \quad (4.3-82)$$

$$Q_{yb} = \frac{1}{2} \int_0^R \rho v_0^2 C_{n'} dr \quad (4.3-83)$$

$$M_{yb} = \frac{1}{2} \int_0^R \rho v_0^2 C_{n'} r dr \quad (4.3-84)$$

$$M_{yb} = \frac{1}{2} \int_0^R \rho v_0^2 C_{n'} r dr \quad (4.3-85)$$

式中: R 为风轮半径; r_0 为轮毂半径。

一般来说, 翼型空气动力学数据都是相对于翼型 1/4 弦线位置, 因此, 其俯仰力矩可表示为

$$dM_{yb} = \frac{1}{2} \rho v_0^2 C_m(a) dr \quad (4.3-86)$$

式中: $C_m(a)$ 为翼型俯仰力矩系数。

当叶片变距轴线位于 1/4 弦线处时, 通过积分可得到叶片的变距力矩。当叶片变距轴线不在 1/4 弦线处时, 则叶片变距力矩可表示为

$$M_w = \frac{1}{2} \int_0^R \{ \rho v_0^2 C_m(a) + (C_l(a) \cos \alpha + C_d(a) \sin \alpha) (y_c - 0.25) \} dr \quad (4.3-87)$$

式中: y_c 为变距轴线到翼面前缘的距离与弦长的比值。

作用在叶片上的空气动力学载荷要从叶尖到叶根逐渐累积。

当风轮有偏航角时, 叶片根部摆振方向弯矩和挥舞方向弯矩随叶片方位角的变化而变化, 使风力发电机组叶片承受交变载荷。

b. 重力载荷。作用在叶片上的重力载荷对叶片产生摆振方向的弯矩, 它随着叶片方位角的变化而呈现周期变化, 是叶片的主要疲劳载荷。

叶片上每个叶素有一个集中质量 m_i , 则由它产生的重力矩 M_{gi} 为

$$M_{gi} = \int_0^R m_i(r) g r dr \quad (4.3-88)$$

c. 惯性载荷。叶片上的惯性载荷包括离心力和科氏力。

(a) 离心力。由于风轮旋转而产生的作用在叶片上的离心力总是沿叶片向外的。当由于作用在叶片上的挥舞方向弯矩使柔性叶片偏离风轮旋转平面时, 叶片上的离心力在挥舞方向产生的弯矩可以减小叶片的偏离, 这称为离心力刚性叶片效应。

在叶片上由离心力产生的挥舞弯矩 M_{yc} 可表示为

$$M_{yc} = \int_0^R \Delta l_i m_i \Omega^2 r dr \quad (4.3-89)$$

式中: Δl_i 为第 i 段叶素偏离风轮旋转平面的距离。

(b) 科氏力。当风轮旋转并同时做偏航运动时, 叶片上产生垂直于风轮旋转平面上的科氏力载荷。设风轮顺时针旋转速度为 Ω (rad/s), 偏航顺时针旋转速度为 Δ (rad/s), 则由科氏力产生的叶片挥舞弯矩 M_{jk} 可表示为

$$M_{jk} = 2\Omega\Delta\cos\varphi \int_0^R m_i r^2 dr = 2\Omega\Delta\cos\varphi I_0 \quad (4.3-90)$$

式中: I_0 为叶片相对于叶根的惯性矩; φ 为叶片方位角。

d. 操纵载荷。作用在风力发电机组上的操纵载荷是由于风力发电机组操纵时, 对其部件施加的附加载荷, 并由该载荷引起风力发电机组部件加速度响应, 而诱导产生的惯性载荷。叶片上的操纵载荷主要是在气动制动或变桨距时产生的。

2) 风轮轮毂上的载荷。作用在轮毂(风轮)上的载荷包括转矩、轴向力、偏航力矩和俯仰力矩。一般来说, 大型风力发电机组轮毂都安置在整流罩内, 因此, 作用在轮毂上的载荷主要是由叶片的载荷传递到轮毂上。作用在轮毂(风轮)上的转矩是风轮轴功率的来源, 它由叶片摆振力矩 M_{tb} 合成产生, 与叶片挥舞力矩一样随叶片的方位角而变化。

作用在轮毂(风轮)上的轴向力(推力)主要由叶片挥舞方向剪力 F_{yk} 合成产生。由于风剪切效应和塔影效应等影响, 风轮轴向力(推力)随叶片方位角变化。失速型风力发电机组和变桨变速型风力发电机组风轮推力随风速变化情况不同: 在高速区, 失速型风力发电机组风轮推力随风速增大而增大; 而变桨变速型风力发电机组则由于叶片桨距角的变化, 使风轮推力随风速增大而减小, 如图 4.3-40 所示。

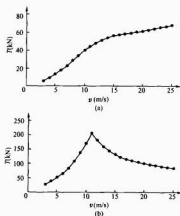


图 4.3-40 风轮推力随风速的变化情况

(a) 300kW 失速型风力发电机组

(b) 1500kW 变桨变速型风力发电机组

作用在轮毂(风轮)上的偏航力矩和俯仰力矩是由于风力发电机组运行时风轮叶片不对称, 叶片在不同方位角时受到不均匀的载荷以及风轮偏航运动和风轮倾角等影响而产生的。图 4.3-41 所示为风轮偏航力矩随叶片方位角的变化情况。

3) 主轴上的载荷。作用在主轴上的载荷主要是由轮毂上的载荷传递的。它包括转矩和两个方向(水平方向和垂直方向)的弯矩。主轴上的转矩与轮毂上的转矩相等; 主轴上

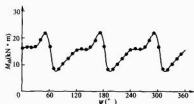


图 4.3-41 风轮偏航力矩随

叶片方位角的变化情况

的水平方向弯矩与轮毂(风轮)上的偏航力矩相等; 主轴上的垂直方向弯矩由轮毂(风轮)上的俯仰力矩与风轮系统的重力矩合成产生。

除上述载荷外, 还有在机械制动时作用在主轴上的摩擦力和因发电机并网和甩网时作用在主轴上的冲击载荷。

4) 机舱上的载荷。机舱上的载荷包括作用在机舱罩上的载荷和作用在机舱底座上的载荷。作用在机舱罩上的载荷主要是空气动力载荷, 作用在机舱底座上的载荷除了由风轮系统传递的载荷外, 还包括机舱内传动系统传递的载荷。

5) 偏航系统上的载荷。偏航系统上的载荷主要是从机舱传递的载荷, 除重力外, 还包括偏航力矩、俯仰力矩、轴向力与侧向力。另外, 风力发电机组做偏航运动时, 在偏航系统中还会产生操纵载荷。

6) 塔架上的载荷。作用在塔架上的载荷包括扭矩和两个方向(正向和侧向)的弯矩以及塔顶上的重力载荷。塔架上的载荷除了由偏航系统传递的载荷外, 还包括直接作用在塔架上的空气动力载荷和塔架自身的重力载荷。

需要指出的是, 当考虑风力发电机组气动弹性时, 由于风力发电机组的一些部件, 如叶片、塔架会产生动力响应, 从而产生交变载荷。

3.4 风力发电机组安全系数

3.4.1 安全系数

GB 18451.1—2001 对安全系数做了如下的规定: 为保证载荷与材料的安全设计值, 载荷与材料的不确定性和易变型用式(4.3-91)和式(4.3-92)确定的载荷与材料局部安全系数进行考虑, 即

$$F_d = \gamma_l F_k \quad (4.3-91)$$

式中: F_d 为载荷设计值; γ_l 为载荷局部安全系数; F_k 为载荷实际值。

$$f_d = \frac{1}{\gamma_m} f_k \quad (4.3-92)$$

式中: f_d 为材料设计值; γ_m 为材料局部安全系数; f_k 为材料性能值。

载荷局部安全系数考虑了下列因素:

- (1) 载荷实际值出现不理想偏差的可能性。
- (2) 载荷模型的误差。

材料局部安全系数考虑了下列因素:

- (1) 材料性能值出现不理想偏差的可能性。
- (2) 部件截面阻抗或结构承载能力计算不准确的可能性。
- (3) 几何参数的误差。
- (4) 部件材料性能与试验样品所测性能之间的差别。

3.4.2 极限强度分析中安全系数的选取

3.4.2.1 载荷局部安全系数

载荷局部安全系数 γ_l 见表 4.3-3。

表 4.3-3 载荷局部安全系数 γ_l

不利载荷			有利载荷 ^②
设计工况类型			
正常 (N)	非正常 (A)	运输和安装 (T)	所有的设计工况
1.35 ^①	1.1	1.5	0.9

①对于 1.1 工况, 如果规定的风速在 v_{10} 和 v_{100} 之间, 载荷是通过统计载荷外推值来确定, 那么正常设计工况的载荷局部安全系数应为 $\gamma_l = 1.25$ 。

对于正常设计工况, 如果讨论的工况由于重力引起的载荷 F_k 的特征值可以计算出来, 并且重力为不利载荷, 重力和其他载荷共同作用的载荷局部安全系数为

$$\gamma_l = 1.1 + \varphi^2$$

$$\varphi = \begin{cases} 0.15, 1.1 \text{ 工况} \\ 0.25, \text{其他工况} \end{cases}$$

$$\gamma_l = \begin{cases} 1 - \left| \frac{F_k}{F_k} \right|, & \left| \frac{F_k}{F_k} \right| \leq \left| \frac{F_k}{F_k} \right| \\ 1, & \left| \frac{F_k}{F_k} \right| > \left| \frac{F_k}{F_k} \right| \end{cases}$$

②明显减小总载荷作用的预应力和重力认为是有利载荷。

3.4.2.2 无通用设计规范时的材料局部安全系数

材料局部安全系数 γ_m 应根据充分、有效的材料性能试验数据确定。一般 γ_m 考虑了材料强度参数的固有可变性。当采用 95% 可靠度及 95% 置信度的材料特征数据时, 材料一般局部安全系数应不小于 1.1。此值适用于具有延性行为的部件, 该部件的失效可能导致风力发电机组主要部件的失效。为了从一般材料局部安全系数导出总体局部安全系数, 必须考虑尺寸效应、公差、外部环境如紫外线辐射、湿度, 以及通常探测不到的损伤造成的影响。

3.4.2.3 失效后果局部安全系数

失效后果局部安全系数 γ_n 的选取如下:

1 类部件 (“失效—安全”部件, 其失效不会导致风力发电机组重要部件产生故障); $\gamma_n = 0.9$

2 类部件 (“非失效—安全”部件, 其失效会导致风力发电机组重要部件产生故障); $\gamma_n = 1.0$

3 类部件 (执行非冗余保护功能的 “非失效—安全” 部件); $\gamma_n = 1.3$

3.4.2.4 有通用设计规范的安全系数

载荷、材料和失效后果安全系数应大于或等于 3.4.2.1~3.4.2.3 的规定。

3.4.3 疲劳失效分析中安全系数的选取

3.4.3.1 载荷局部安全系数

正常和非正常设计工况下, 载荷局部安全系数 γ_l 均取为 1.0。

3.4.3.2 无通用设计规范时的材料局部安全系数

如果 S-N 曲线对应 50% 可靠度和小于 15% 的变异系数, 材料局部安全系数应不小于 1.5。对于疲劳强度变异系数较大 (15%~20%) 的部件, 例如许多复合材料部件 (钢筋混凝土或纤维增强复合材料部件), 材料局部安全系数应相应增大, 最小应取 1.7。

疲劳强度应从具有统计意义数量的试验结果中得到, 确定特征值时应考虑尺寸效应、公差、外部环境, 如紫外线辐射、湿度, 以及通常探测不到的损伤造成的影响。

对于焊接结构和结构钢, 通常采用 97.7% 可靠度的 S-N 曲线, 这种情况下 γ_m 可以取 1.1。在通过定期检查程序能够发现混凝土裂纹扩展情况时, 可以采用小的 γ_m 值, 所有情况下, γ_m 均应大于 0.9。

对于纤维增强复合材料, 强度分布应基于实际材料的试验数据得到。S-N 曲线应具有 95% 可靠度和 95% 置信度, 此时 γ_m 可取为 1.2。相同的方法可以用于其他材料。

3.4.3.3 失效后果局部安全系数

失效后果局部安全系数 γ_n 的选取如下:

1 类部件: $\gamma_n = 1.0$

2 类部件: $\gamma_n = 1.15$

3 类部件: $\gamma_n = 1.3$

3.4.3.4 有通用设计规范的安全系数

载荷、材料和失效后果局部安全系数, 应不小于 3.4.3.1~3.4.3.3 中的规定。

3.4.4 稳定性分析中安全系数的选取

载荷局部安全系数的最小值应按 3.4.2.1 的规定选取。

材料局部安全系数应不小于 3.4.2.2 的规定。

3.4.5 临界变形分析中安全系数的选取

3.4.5.1 载荷局部安全系数

载荷局部安全系数由表 4.3-3 选取。

3.4.5.2 材料局部安全系数

当通过全尺寸试验确定弹性性能时, 材料局部安全系数 γ_m 可取 1.0; 否则材料弹性性能局部安全系数 γ_m 应取 1.1。应特别注意结构的几何不确定性和变形计算方法的准确性。

3.4.5.3 失效后果局部安全系数

失效后果局部安全系数的选取如下:

1 类部件: $\gamma_n = 1.0$

2 类部件: $\gamma_n = 1.0$

3 类部件: $\gamma_n = 1.3$

3.4.6 特殊局部安全系数

当载荷大小通过测量或在测量基础上分析得到时, 可以采用较低的载荷局部安全系数。

3.5 风力发电机组结构强度分析

风力发电机组结构强度分析包括风力发电机组极限强度分析、疲劳强度分析、稳定性分析和临界变形分析。

3.5.1 极限强度分析

风力发电机组极限强度分析时, 要求载荷或应力峰值等于是或小于极限强度允许值, 即

$$S(\gamma_n F_{k1}, \dots, \gamma_n E_{kn}) \leq \frac{1}{\gamma_m \gamma_n} f_k \quad (4.3-93)$$

式中: $S(\gamma_n F_{k1}, \dots, \gamma_n F_{kn})$ 为 n 个组合的载荷的应力或载荷方程。

3.5.1.1 极限强度安全余量

采用一般通用的做法来考虑安全余量, 即极限容许载荷或应力除以峰值载荷或应力后减 1 [见式 (4.3-94)], 大于或等于零时, 则是安全的, 即

$$MS_{sk} = \frac{f_k}{S(\gamma_n F_{k1}, \dots, \gamma_n F_{kn})} - 1 \quad (4.3-94)$$

3.5.1.2 极限强度局部安全系数

极限强度分析时, 局部安全系数可按照 3.4.2 节选取。

3.5.2 疲劳失效分析

风力发电机组一般可使用线性疲劳损伤累积法, 即 Palmgren-Miner 准则来评估疲劳损伤, 该准则简单有效, 在工业界被广泛使用 and 接受。

3.5.2.1 Palmgren-Miner 准则

在风力发电机组使用寿命内的累积损伤应不大于 1, 即

$$\sum_i \frac{n_i}{N(\gamma_n \gamma_m \gamma_n S_{ki})} \leq 1.0 \quad (4.3-95)$$

式中: n_i 为在特征载荷谱 (包括所有相关的载荷工况) 第 i 个载荷水平的载荷循环数; S_{ki} 为和第 i 个载荷水平的应力或应变水平, 包括均值和幅值; $N(\gamma_n \gamma_m \gamma_n S_{ki})$ 为 S_{ki} 水平下的疲

寿命,它是应力或应变的函数(如特征S-N曲线)。

3.5.2.2 S-N (e-N) 曲线

不同的材料标准 S-N 曲线以不同形式给出,描述 S-N 曲线的参数有应力比 R 、平均应力 S_{mean} 、交变应力幅值 S_{alt} 和交变应力范围 S_{range} 等。

应力比

$$R = \frac{S_{min}}{S_{max}} \quad (4.3-96)$$

平均应力

$$S_{mean} = \frac{S_{min} + S_{max}}{2} \quad (4.3-97)$$

交变应力幅值

$$S_{alt} = \frac{S_{max} - S_{min}}{2} \quad (4.3-98)$$

交变应力范围

$$S_{range} = S_{max} - S_{min} \quad (4.3-99)$$

图 4.3-42 给出了典型的用材料局部安全系数修正的 S-N 曲线和相应的古德曼曲线。

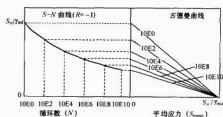


图 4.3-42 S-N 曲线和相应的古德曼曲线

S_0 —极限强度特征值； γ_m —疲劳强度材料

局部安全系数； γ_{mm} —极限强度材料局部安全系数

3.5.2.3 古德曼曲线

在给出平均应力和交变应力时,通过修正的古德曼曲线可用图解的方式获得许用疲劳循环数,图 4.3-42 中的右边给出了与 S-N 曲线对应的古德曼曲线。如果给出不同应力比率的 S-N 曲线,则还可以进一步获取其他信息。

图 4.3-43 给出了典型的单向玻璃纤维增强塑料多个 e-N 曲线。该图同时给出了拉伸和压缩疲劳曲线。图 4.3-44 给出了与图 4.3-43 中 e-N 曲线对应的古德曼曲线,需要注意的是拉伸疲劳失效和压缩疲劳失效在 $R=0.1$ 到 $R=-1$ 之间的转换。

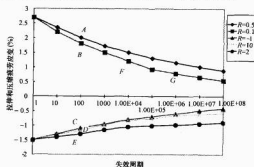


图 4.3-43 单向玻璃纤维增强塑料 e-N 曲线

3.5.2.4 疲劳失效局部安全系数

疲劳失效分析时,局部安全系数可按照 3.4.3 节选取。

3.5.3 稳定性分析

在结构强度分析时对压缩构件以及在一些承受扭转或剪

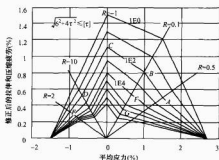


图 4.3-44 与图 4.3-43e-N 曲线

对应的修正古德曼曲线

切的构件如塔架,应对其稳定性进行校核。

在设计载荷作用下,“非失效—安全”承载部件不应发生屈曲,其他部件可出现弹性屈曲。在特征载荷作用下所有部件均不能发生屈曲。

3.5.3.1 总体稳定性

总体(或主要)失稳破坏是指结构截面的平移和/或转动,并不是指在它自身的平面内扭曲。对柱状结构,通常指欧拉屈曲,对梁和板结构,其屈曲通常由结构端部条件(固定、简支、弹性支撑等)、截面几何形状、长度以及材料刚度来控制。因此,在确定结构端部约束条件时应特别谨慎,同时要考虑到合成载荷的效应。

3.5.3.2 局部稳定性

局部(或次要)失稳破坏是指构件在其平面内发生屈曲,如面板格的屈曲或梁腹板屈曲。这时,临界载荷可能大大低于产生总体失稳破坏时的临界载荷。在复合材料结构中,局部失稳破坏包括各种褶皱和凹陷。

3.5.3.3 稳定性局部安全系数

稳定性分析时,局部安全系数按 3.4.4 节选取。

3.5.4 临界变形分析

在各种设计工况下,应验证不会出现影响风力发电机组安全的变形。特别是验证叶片与塔架之间无机干涉。

应确定各种载荷情况下在不利方向上的最大弹性变形,变形结果应乘上载荷安全系数、材料安全系数和失效后果安全系数。在最不利方向,弹性变形应叠加在未变形位置上,叠加后的结果应与不发生干涉的位置进行比较。

可采用直接的动态变形分析法。这种情况下,给出的是与各种工况下特征载荷对应的特征变形值,在最不利方向上变形的超越概率与特征载荷的超越概率一样。特征变形应乘上各种安全系数后再叠加在未变形位置上,如上所述。

3.6 风力发电机组结构特性

风力发电机组是一个刚柔耦合的多体系统,随着风力发电机组额定功率的增加,塔架高度与风轮直径都已突破了 100m 量级,叶片的刚度越来越小,叶片的柔性越来越大。当风力发电机组在自然风条件下运行时,作用在风力发电机组上的空气动力、惯性和弹性力等交变载荷会使结构产生变形或振动,影响风力发电机组的正常运行,严重时会导致风力发电机组损坏。因此,风力发电机组设计时必须考虑系统的稳定性和在外载作用下的动力响应,包括机械振动稳定性和动力响应,以及气动弹性稳定性和动力响应。

3.6.1 风力发电机组系统振动和稳定性

风力发电机组叶片是风力发电机组的基本部件,因此,

如果塔架刚度很大时,风力发电机组叶片的动力学特性可以基本上反映风力发电机组系统的动力学特性。但是,实际上风力发电机组系统是一个多自由度系统,还必须研究风力发电机组系统的振动和稳定性问题,特别是风力发电机组系统的的气弹稳定性问题。风力发电机组系统的振动和稳定性问题主要包括风轮叶片摆振与塔架侧向弯曲耦合振动,风轮叶片摆振与塔架纵向弯曲耦合振动,风轮叶片摆振与机舱俯仰耦合振动,风轮与偏航机构耦合振动等。

为了保证风力发电机组这样一个多自由度系统的稳定性,在风力发电机组设计时首先要对每个重要部件的固有特性进行分析,以辨别临界的振动模式。在一般风力发电机组设计规范中都对风力发电机组叶片和塔架等重要部件的固有特性提出了临界的要求,如风力发电机组叶片在挥舞方向和摆振方向的一阶、二阶固有频率与风轮旋转频率的偏离值要大于 $\pm 10\%$ 。对塔架来说,如采用柔性塔架,即塔架固有频率低于风轮旋转频率时,则塔架的固有频率一般要比风轮旋转频率低30%以上;如采用刚性塔架,则塔架固有频率高于风轮旋转频率时,则塔架的固有频率要比风轮旋转频率高20%以上。

计算风力发电机组叶片固有频率时要考虑风力发电机组运行时和静止两种状态,计算塔架固有频率时要考虑塔架顶部以上部件(包括风轮)质量的影响。

就风力发电机组系统振动特性来说,三叶片风力发电机组要优于两叶片风力发电机组,一般不会产生强烈的偏航振动。目前,风力发电机组设计时,塔架的刚度逐渐增加,一般弯曲频率在 $1P \sim 2P$ 之间,或者低于 $1P$ (P 表示风轮的旋转频率,对三叶片风力发电机组来说,叶片通过塔架的频率为 $3P$)。其原因一方面是经济性考虑,减轻重量;另一方面,由于风轮变速范围变宽,对叶片的固有频率限制更严,以及考虑风轮超速运行时的安全性。

除了对风力发电机组部件固有特性进行分析外,还要对风力发电机组系统,主要是风轮—机舱—塔架耦合系统的固有特性进行分析。

3.6.2 风力发电机组气动弹性稳定性问题

风力发电机组叶片气动弹性稳定性问题可分为气动弹性静态稳定性和气动弹性动态稳定性两种。如果风力发电机组叶片旋转时不出现振动,这时只有弹性力和定常空气动力起作用,所发生的不稳定是气动弹性的静态不稳定,如扭转发散。如果风力发电机组叶片旋转时出现振动,这时空气动力、惯性和弹性力都参与作用,所发生的不稳定是气动弹性的动态不稳定,如颤振。

3.6.2.1 风力发电机组叶片气动弹性稳定性现象

风力发电机组运行时,机组叶片可能出现的振动有三种形式:①挥舞方向振动,它是叶片在垂直于旋转平面方向上的弯曲振动;②摆振方向振动,它是叶片在旋转平面内的弯曲振动;③扭转方向振动,它是绕叶片变距轴的扭转振动。在空气动力、惯性和弹性力的耦合作用下,这三种形式的振动还会发生耦合,产生气动弹性不稳定。一般风力发电机组叶片的气动弹性不稳定包括扭转发散、挥舞—摆振不稳定、扭转—摆振不稳定、经典颤振、失速颤振和失速诱导的颤振等。

(1) 扭转发散。扭转发散是风力发电机组叶片气动弹性静态不稳定现象,它主要取决于叶片气动力中心与弹性轴之间的相对位置。一般,叶片叶素的气动中心在 $1/4$ 弦线位置,位于弹性轴前,这时作用在叶素上的升力产生的扭转力矩会使叶素的人流角(迎角)增大,其大小与气流速度平方成正比;而由叶片扭转刚度产生的恢复力矩则与速度无关,因此在一定的临

界风速下叶片会发生扭转发散,直到结构破坏。

除了空气动力会产生扭转载矩外,对有扭角和锥角的风力发电机组叶片在旋转时所引起的离心力也会产生扭转载矩,从而引起扭转发散,直到结构破坏。为了避免叶片产生扭转发散,要合理选用叶片的结构参数,尽量提高叶片的扭转刚度。

(2) 挥舞—摆振不稳定。挥舞—摆振不稳定是风力发电机组单个叶片在挥舞运动与摆振运动耦合下产生的不稳定振动。叶片在挥舞运动时,挥舞速度在叶片摆振方向上会产生科氏力(力矩);而叶片在摆振运动时,由于摆振速度在挥舞方向上的不同,会使离心力(力矩)在挥舞方向上的分量发生变化,这种相互作用使叶片出现不稳定。研究表明,当风力发电机组叶片在载荷作用下产生大幅度挥舞运动和摆振运动时,叶片锥角或扭角较大时,以及叶片挥舞频率与摆振频率接近时,就容易发生挥舞—摆振不稳定。为了避免叶片产生挥舞—摆振不稳定性现象,应合理选用叶片的结构参数,使风力发电机组叶片的挥舞频率要远高于摆振频率。另外,还要限制叶片锥角和桨距角的大小,并适当增加叶片的结构阻尼。

(3) 扭转—摆振不稳定。扭转—摆振不稳定可以认为是一种严重的挥舞—摆振不稳定性现象。在空气动力载荷作用下,风力发电机组叶片在摆振方向和挥舞方向都要产生弯曲,特别是叶片变桨距时更是如此。当叶片扭转变形耦合到摆振运动中时,就可能造成这种不稳定。扭转—摆振不稳定一般在接近叶片摆振频率时发生,通常在风力发电机组叶片设计时可以采用变刚度的方法来合理设计叶片的摆振频率,使叶片的扭转变形减小。除了叶片摆振方向刚度很小,叶片扭角或风轮锥角很大时,叶片一般不会发生扭转—摆振不稳定性现象。

(4) 经典颤振。经典颤振是飞行器机翼出现的典型的不稳定现象,它是在空气动力、惯性和弹性力耦合作用下发生的振动现象,这种现象表现在风力发电机组叶片上主要是叶片挥舞—扭转不稳定。

当风力发电机组叶片在某个恒定转速下运转时,叶片挥舞角和扭转角平衡在某个确定的位置上。当挥舞频率和扭转频率接近时,或者叶片剖面质心的位置位于气动中心之后时,叶片的扭转振动和挥舞振动会产生较强的耦合,在阵风等初始扰动的作用下就可能導致大幅度的叶片振动,导致叶片破坏。

颤振是一种自激振动,不仅与叶片的气动参数有关,而且与叶片的结构参数有关。一般,通过适当提高叶片的扭转刚度,使一阶扭转频率远高于二阶挥舞频率,以及合理选择叶片剖面气动中心与质心之间的相对位置和叶片弹性轴与风轮旋转平面之间的相对位置,尽量使剖面质心靠近 $1/4$ 弦点处,则可避免颤振。

对于变桨距型风力发电机组,除了提高叶片本身扭转刚度外,还要考虑变距系统的动力特性。

(5) 失速颤振。风力发电机组叶片失速颤振是由叶片失速诱发的颤振。当叶片发生失速时,在升力曲线和力矩曲线上出现迟滞现象,因此,在临界区内,叶片的变距阻尼是负值,当迎角减小时提供颤振所需的能量,形成失速颤振。

一般地,风力发电机组叶片的扭转刚度比较大,因此不会发生失速颤振现象。但是,当叶片尺寸增加,特别是变桨距叶片,如果其变桨距系统是柔性的,扭转刚度较低,就有可能发生失速颤振,特别是在叶片出现动态失速时,会加剧失速颤振的发生。

失速颤振不像经典颤振那样激烈,它是一种等幅值的简谐振动。为了避免失速颤振,可以增加变矩阻尼,改善叶片失速特性和调节叶片挥舞频率,使叶片挥舞频率不要接近风轮旋转频率。

3.6.2.2 风力发电机组气动弹性稳定性分析

风力发电机组气动弹性稳定性分析的目的是保证风力发电机组在运行过程中不出现气动弹性不稳定。目前,风力发电机组气动弹性稳定性的分析方法主要是特征值法和能量法。

特征值法是在求解弹性力学的基本方程中,考虑作用在风力发电机组叶片上的非定常空气动力,建立离散的描述风力发电机组叶片气动弹性运动的微分方程。方程采用 Floquet 理论求解,最后稳定性判别归结为状态转移矩阵的特征值计算。

能量法是在求解描述风力发电机组叶片非定常空气动力的基本方程中将描述风力发电机组叶片的结构动力特性,即叶片各阶振型和固有频率作为边界条件,建立描述风力发电机组叶片气动弹性运动的微分方程。然后根据叶片在一个振动周期内,由周围气流所获得的能量与由于机械阻尼而消耗的能量两者之和来判别风力发电机组叶片的气动弹性稳定性。如果周围气流对叶片做负功或气流对叶片所做的功小于机械阻尼所消耗的功,则叶片振动逐渐衰减,即稳定;反之,则叶片振动逐渐发散,即不稳定。

随着计算机和计算技术的发展,研究气动弹性稳定性的方法也在发展。用计算空气动力学和计算结构力学相结合的方法求解流固耦合的问题。由于流固耦合作用带来的非定常流场的复杂性和求解方程需要很大的机时量,因此,目前该方法还主要用于研究翼型的流固耦合特性。本节主要介绍特征值法。

(1) 风力发电机组气动弹性模型。

1) 结构模型。风力发电机组系统包括风轮、机舱和塔架三个主要部件。建立风力发电机组系统气动弹性数学模型特别是风力发电机组叶片的气动弹性数学模型是进行风力发电机组气动弹性稳定性和动力响应分析的基础。早期,采用在直升机旋翼上应用的“等效铰链”模型或半刚性模型,它将整个叶片的弹性集中在叶片根部,叶片作为刚体来考虑,用设在根部的弹性铰来模拟叶片在挥舞、摆振和扭转方向上的运动,叶片等效铰链模型的一阶固有频率与真实叶片的固有频率相同。后来,逐渐将有限元方法应用到风力发电机组气动弹性模型上,建立了5节点15自由度的梁单元模型,同时考虑了叶片的挥舞、摆振、扭转和轴向运动。这种有限元模型可广泛地用于各种旋转叶片的动力学分析,尤其对无铰式叶片和材料各向异性的叶片。

目前,在有限元模型基础上,又加入了叶片根部与梁墩间的挥舞铰、摆振铰和变矩铰三个自由度,形成了5节点18自由度的有限元模型。可以描述梁叶的轴向、挥舞、摆振和扭转的弹性变形运动和梁叶的挥舞、摆振和变矩的刚体运动。为了进一步分析风力发电机组系统的稳定性,还将塔架顶部的弹性变形(6个自由度)和机舱的偏转运动(1个自由度)作为新广义坐标加入,最终形成5节点25自由度梁单元模型,较好地描述了风力发电机组叶片柔性变形与刚体运动的耦合运动。

对于机舱和塔架,也可以分别用有限元方法建立模型。

2) 空气动力模型。作用在风力发电机组叶片上的空气动力是进行气动弹性稳定性和响应分析的基本数据,一般可采用西奥道森(Theodorsen)方法。西奥道森方法是假设均匀来流作用在无迎角、厚度可以忽略不计,且振幅幅较小

的叶片叶素上的二维准定常空气动力。这时作用在叶片叶素上的升力和力矩可分别表示为

$$\begin{aligned} L(x) &= \pi \rho b^2 (\dot{h} + v_{\infty} \alpha - a b \theta) + 2\pi \rho v_{\infty} C(k) \\ &\quad \left[v_{\infty} \alpha + a + b \dot{\alpha} \left(\frac{1}{2} - a \right) \right] \end{aligned} \quad (4.3-100)$$

$$\begin{aligned} M(x) &= \pi \rho b^2 \left[a \dot{h}^2 - v_{\infty} \left(\frac{1}{2} - a \right) \dot{a} - b \left(\frac{1}{8} + a^2 \right) \ddot{a} \right] - \\ &\quad 2\pi \rho v_{\infty} b^2 \left(\frac{1}{2} + a \right) C(k) \left[v_{\infty} \alpha + \dot{h} + b \left(\frac{1}{2} - a \right) \dot{a} \right] \end{aligned} \quad (4.3-101)$$

$$b = c/2$$

$$a = x_A/b$$

式中: b 为半弦长,对风力发电机组叶片来说, c 一般取 0.75 展向位置处的弦长; a 为迎角; α 为偏航系数; x_A 为翼型重心至振动中心的距离; h 为扭转中心的垂直位移; v_{∞} 为来流速度; k 为折算频率; $C(k)$ 为 Theodorsen 函数,当不考虑叶片脱落旋涡对空气动力载荷的影响时, $C(k)$ 可取 1.0。

在西奥道森方法中如下因素没有考虑: ① 流经风力发电机组叶片上的来流是湍流流动,而不是均匀流动; ② 风力发电机组运行环境十分复杂,必须考虑迎角变化,特别是失速时大迎角的影响; ③ 风力发电机组叶片流动要考虑三维效应。因此,后来又发展了其他的方法来求取作用在叶片上的非定常空气动力,如势流法和直接求解 NS 方程的方法。

(2) 风力发电机组动力学方程。下面以一个两叶片的风力发电机组为例给出风力发电机组风轮/机舱/塔架系统的动力学方程。

1) 坐标系。建立风力发电机组系统动力学方程时的坐标系包括惯性坐标系 R_0 (O_0, x_0, y_0, z_0)、塔架坐标系 R_1 (O_1, x_1, y_1, z_1)、机舱坐标系 R_n (O_n, x_n, y_n, z_n)、旋转坐标系 R_0 (O_0, x_0, y_0, z_0)、挥舞坐标系 R_1 (O_1, x_1, y_1, z_1)、摆振坐标系 R_1 (O_1, x_1, y_1, z_1)、变距坐标系 R_p (O_p, x_p, y_p, z_p)、弹性轴坐标系 R_e (O_e, x_e', y_e', z_e')。

2) 叶片动力学方程。叶片动力学方程是在非惯性坐标系的旋转坐标系 R_n 中建立的。根据 Hamilton 原理,有

$$\int_1^2 (\delta U - \delta T - \delta W) dt = 0 \quad (4.3-102)$$

式中: U 为系统应变能; T 为系统动能; W 为广义外力所做的虚功之和。

再进行变分运算并根据虚功原理,可得叶片的运动方程为

$$M_0 \ddot{q}_i + C_0 \dot{q}_i + K_0 q_i = Q_i \quad (4.3-103)$$

式中: M_0 、 C_0 、 K_0 和 Q_0 分别为叶片单元的质量矩阵、阻尼矩阵、刚度矩阵和载荷向量,其中考虑了风轮的动能、应变能、惯性力、重力和空气动力等因素的影响; q_i 为位移向量。

3) 机舱动力学方程。机舱动力学方程是在 R_n 坐标系中建立的,坐标原点位于机舱质心。令 A 为机舱/塔架的连接面中点, B 为轮毂轴中心, C 为机舱质心。根据质心运动定理与欧拉动力学方程,机舱动力学方程可表示为

$$\begin{aligned} J_n \ddot{\alpha}_n + \bar{\omega}_n J_n \dot{\alpha}_n &= (m_n a_n - F_B) \times R_{CA} + (F_B + F_{m_n}) \times \\ &\quad R_{CB} + L_A + L_B \end{aligned} \quad (4.3-104)$$

式中: R_{CA} 为 R_n 坐标系中质心 C 到点 A 的矢径; R_{CB} 为质心 C 到点 B 的矢径; ω_n 为机舱运动角速度; α_n 为机舱运动

角加速度; F_m 为离心力。

4) 塔架动力学方程。塔架动力学方程是在 R_0 坐标系中建立的, 坐标原点位于塔架根部中心。令 F_A 为机舱作用在塔架相连处的力, F_i 为作用在塔架上的其他外力, 则塔架动力学方程可表示为

$$M_{aj}\ddot{q}_i + C_{aj}\dot{q}_i + K_{aj}q_i = F_i + F_A \quad (4.3-105)$$

式中, q_i 为塔架的位移向量。

5) 风轮/机舱/塔架耦合系统动力学方程。由上面叶片、机舱和塔架动力学方程可得到风轮、机舱和塔架耦合系统的运动方程为

$$M_{aj}\ddot{q}_i + C_{aj}\dot{q}_i + K_{aj}q_i = 0 \quad (i = 1, 2, \dots, TF) \quad (4.3-106)$$

式中: M_{aj} 、 C_{aj} 、 K_{aj} 分别为耦合系统的质量、阻尼和刚度矩阵, 其表达式为

$$\left. \begin{aligned} M_{aj} &= M_{wj}^T + M_{cj}^T + M_{tj}^T \\ C_{aj} &= C_{wj}^T + C_{cj}^T + C_{tj}^T \\ K_{aj} &= K_{wj}^T + K_{cj}^T + K_{tj}^T + K_{vj}^T + K_{vj}^T \end{aligned} \right\} \quad (4.3-107)$$

$$C_{vj}^T = \alpha M_{vj}^T + \beta K_{vj}^T$$

式中: M_{wj}^T 、 C_{wj}^T 、 K_{wj}^T 、 M_{cj}^T 、 C_{cj}^T 、 K_{cj}^T 、 M_{tj}^T 、 C_{tj}^T 、 K_{tj}^T 和 M_{vj}^T 、 C_{vj}^T 、 K_{vj}^T 分别为风轮动能、应变能、重力、空气动力所对应的质量矩阵、阻尼矩阵和刚度矩阵; M_{cj}^T 、 C_{cj}^T 和 K_{cj}^T 分别为机舱结构所对应的质量矩阵、阻尼矩阵和刚度矩阵; M_{tj}^T 、 C_{tj}^T 和 K_{tj}^T 分别为塔架结构所对应的质量矩阵、阻尼矩阵和刚度矩阵; α 和 β 为阻尼比例系数; TF 为系统总的自由度数。

(3) 风力发电机组气动弹性动力学响应分析。用风轮/机舱/塔架耦合系统的非线性动力学方程进行气动弹性动力学响应分析时, 采用子空间迭代方法, 即对于每个子系统而言具有独立性, 通过各个子系统连接面上的位移和力平衡的协调来耦合成整个系统, 然后求解单独叶片、机舱和塔架在一个旋转周期内的动力响应。求解时, 非线性方程采用拟线性法, 线性方程采用数值积分方法。由于各叶片的结构相同, 因此, 在同一个旋转周期内, 其受力状态有一个固定的相位差, 这样, 在一个旋转周期内得到一个叶片的解后, 就可以得到风轮的解。

(4) 风力发电机组气动弹性稳定性分析。风力发电机组系统稳定性分析是在求解稳态动力响应之后进行的, 并假定系统相对于稳态动力响应具有小扰动。系统初始扰动时间为零, 并认为系统在弹性力、惯性和空气动力载荷的相互作用下自由运动。因此, 可以将风轮/机舱/塔架耦合系统动力学方程的解表示为稳态解 $\bar{q}_i(t)$ 、 $\bar{\dot{q}}_i(t)$ 、 $\bar{\ddot{q}}_i(t)$ 和增量解 $\Delta q_i(t)$ 、 $\Delta \dot{q}_i(t)$ 、 $\Delta \ddot{q}_i(t)$ 之和代入运动方程中, 则可得到耦合系统的运动方程的增量形式, 即

$$M_{aj}\Delta\ddot{q}_i + C_{aj}\Delta\dot{q}_i + K_{aj}\Delta q_i = 0 \quad (4.3-108)$$

上述耦合系统运动方程综合后的总体质量矩阵、阻尼矩阵和刚度矩阵中, 风轮、机舱和塔架于结构之间通过 α 、 β 、 γ_1 、 γ_2 、 γ_3 、 γ_4 、 γ_5 、 γ_6 、 γ_7 7 个自由度耦合在一起, 叶片上的每一自由度与这 7 个自由度之间都存在耦合关系。式 (4.3-108) 是二阶常微分方程, 根据 Floquet 理论, 引入状态矢量后, 可以将式 (4.3-108) 转换成一阶微分方程组。方程采用 Hognuet 理论求解后, 稳定性判别归结为状态转移矩阵的特征值计算。通过求解转换矩阵特征值, 对系统运动稳定性进行判别。

由于转换矩阵 $[A]$ 具有非对称满秩性, 因此, 可采用

QR 方法求解转换矩阵特征值, 并对系统运动稳定性进行判断。

4 风力发电机组部件

4.1 风轮系统

风轮系统包括风轮叶片、轮毂和变桨距系统。

4.1.1 风轮叶片

4.1.1.1 风轮叶片设计

(1) 一般要求。叶片设计主要按 IEC 61400-1《风力发电机组设计要求》和德国劳埃德船级社《风力发电机组认证指南》进行。叶片设计要求如下:

1) 满足总体设计要求, 如气动外形、几何尺寸和其他使用要求。

2) 在各种载荷作用下满足刚度、强度、稳定性及动态特性和寿命要求, 以及质量和质心位置的要求。

3) 质量轻, 成本低。

4) 材料工艺性好。

(2) 气动设计。在风轮叶片设计中, 气动设计最为重要, 它涉及风力发电机组的输出功率大小。通过优化设计给出叶片沿展向的弦长、扭角和相对厚度分布。通常要求风轮的风能利用系数在 0.45 以上。

(3) 固有频率特性设计。叶片的固有频率直接影响风力发电机组的动态特性, 叶片在挥舞、摆振和扭转方向上的固有频率应避开风轮转速的激振频率, 即避开叶片的共振区 (见图 4.3-45), 以便降低叶片的动应力, 提高使用寿命。

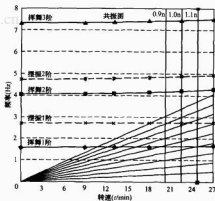


图 4.3-45 水平轴风轮共振图

叶片设计时, 应确定叶片在运行和静止状态下, 挥舞和摆振方向的一阶、二阶固有频率。计算时, 应考虑轮毂和叶片轴承的影响。激振频率与风轮的固有频率相差应不小于 20%, 与叶片的固有频率相差应不小于 10%。如不满足上述要求时, 应提供适当的验证。一般, 在叶片运行时, 由于离心力的作用, 其固有频率会提高。

(4) 疲劳设计。叶片要在复杂的风环境下运行 20 年, 承受脉动的风载荷和交变的重力载荷的作用, 其疲劳特性十分复杂。当材料出现疲劳失效时, 部件就会产生疲劳断裂。在叶片的结构强度设计中要充分考虑所用材料的疲劳特性, 并用有限元方法对叶片进行疲劳强度分析。

(5) 防雷保护。雷击是风轮叶片面对的最大的自然灾害, 对于导体 (或金属) 或半导体材料 (碳纤维) 应考虑防

雷击,可靠地将雷电从轮毂上引导下来,以避免由于叶片结构内部存在很高的阻抗,当雷击电流通过时破坏叶片。

(6) 极限变形。大型风力发电机组风轮叶片设计时要考虑叶片的刚度,对叶片在最大设计风速下运行时的极限变形要进行限制,以避免机组运行过程中与塔架碰撞。同时,在叶片变距时,要考虑气弹载荷对变形的影响。

为保证叶片和塔架之间的最小间隙,应在极限状态下对叶片进行变形分析。如已进行静态或准静态分析,则风轮旋转时,在所有载荷情况下,叶片和塔架之间的最小间隙应不小于结构未变形时的 50%;风轮静止时,在所有载荷情况下,叶片和塔架之间的最小间隙应不小于结构未变形时的 5%。如已进行动态和气动弹性变形分析,则在风轮旋转时的所有时间内,应保持最小间隙不小于结构未变形时的 30%。

(7) 叶片变距轴线位置。在变距距风力发电机组中,重心线、弹性线和气动中心线的位置与叶片变距轴线的相对位置要很好考虑,否则会增加叶片气弹稳定性问题或增加变距力矩。

(8) 积水。在叶片内部可能会产生冷凝水,其他水分也可能通过适当的位置进入叶片内部,为了避免这些水分对叶片造成危害,必须把叶片内部的水排除。可以在叶尖部位打一个小孔,另一个小孔在叶根颈部,使叶片内部有一个很好的通风渠道。但要注意孔孔径尽量小,以防止由于气流从内向外流动时产生气动噪声。

(9) 结冰。风电机组在冬季寒冷地区运行时,当低温的小水滴随风轮叶片时,在风轮叶片上会生成霜或冰,从而改变风轮叶片剖面形状。当翼型表面生成霜冰时,虽然霜冰增加了风轮叶片的表面粗糙度,但是由于霜冰形成后仍基本保持流线型形状,因此对翼型的空气动力特性影响不大。当翼型表面生成冰壳时,则叶片前缘的形状发生改变,由于在冰壳角状物后要发生分离,叶片上的升力减小,阻力增大,焦点位置也发生改变。这样,不但影响风机的功率输出,还影响风机的控制,严重时会造成风力发电机组损坏。

4.1.1.2 气动设计

叶片气动设计一般是在总体参数已经给定的情况下进行的,因此,叶片气动设计的主要任务就是根据总体设计要求选择叶片所用翼型,在此基础上,优化叶片的弦长、扭角和相对厚度等几何参数分布,最终确定叶片气动外形,使叶片的气动性能满足风力发电机组的总体要求;同时还要满足叶片的结构设计和工艺制造要求。因此,叶片最终的气动设计结果往往是气动设计和结构设计的折中。

(1) 翼型选择。翼型选择是叶片气动设计的基础,目前,风轮叶片采用的翼型主要有 NACA63 系列、FFA-W3 系列、DU 系列、FX 系列、NREL-S 系列和 Risoe 系列等翼型。其中, NACA63 系列翼型是由美国航空航天局早期研制的高效低阻层流翼型,叶片的气动效率比较高,失速特性好; FFA-W3 系列翼型是瑞典航空研究院专门为风力发电机组开发的系列相对厚度较大的翼型,主要是为了解决风力发电机组叶片根部结构设计需要; DU 系列翼型是荷兰 Delft 技术大学开发的用于风轮叶片的专用翼型,翼型的升阻比较高,综合了 NACA63 系列和 FFA-W3 翼型优势和特点; NREL-S 系列翼型是由美国国家可再生能源实验室开发的,主要用于低速型风力发电机组叶片的设计翼型,可以显著提高风机的风能利用系数。

(2) 设计方法。叶片气动设计方法主要采用传统的动量

叶素理论,但要对叶尖和叶根部位的损失进行修正,并考虑叶片三维流动和动态失速的影响。近年来,随着计算机和计算技术的发展,计算流体力学方法 (CFD) 已逐步应用于叶片气动设计。

4.1.1.3 风轮叶片材料

复合材料具有可设计性强、易成型好、耐腐蚀性强、维护少和易修补等优点,所以在风轮叶片中得到了普遍的应用。

风轮叶片主要采用玻璃纤维增强复合材料 (GRP),随着叶片长度的增加,风轮叶片开始采用碳纤维增强复合材料 (CFRP)。碳纤维增强复合材料与玻璃纤维增强复合材料相比,其弹性模量和拉伸强度高,密度低,疲劳敏感性低,因此叶片质量轻,但是成本高,只有在大型风力发电机组风轮叶片中才采用。

风轮叶片复合材料中的基体材料为聚酯树脂或环氧树脂。环氧树脂比聚酯树脂强度高,材料疲劳特性好,且收缩变形小,但要加固固化,价格高。聚酯材料较便宜,但固化时收缩变形大,使叶片连接处的金属材料与复合材料之间会产生裂纹,因此目前主要采用环氧树脂。

由于木材的许多优良特性,目前在大型风力发电机组中使用的范围也在扩大,主要用于叶片结构的梁缘 (帽) 及内部的夹芯材料。木材具有质量轻、成本低、阻尼特性优良等特性但其易受潮,制成夹芯材料成本高。

钢材主要用于叶片内部结构的连接件,很少用于叶片的主体结构。

4.1.1.4 风轮叶片结构

风轮叶片主要由壳体、主梁和连接结构组成。对于定桨距叶片,一般在叶片尖部还设有气动制动器。

(1) 轻型叶片结构。轻型叶片壳体采用硬质泡沫塑料夹芯结构,主梁是叶片的主要承载部件,一般常用双腹板 (矩形) 结构,采用矩形主梁的轻型叶片结构如图 4.3-46 所示,其优点是经济性好、重量轻,但由于叶片强度和刚度较低,在运输过程中局部易于损坏;另外,运行时叶片变形较大。



图 4.3-46 轻型叶片剖面结构

(2) 重型叶片结构。重型叶片结构如图 4.3-47 所示,叶片上下壳体是主要承载结构,壳体以 GRP 层板为主,厚度在 10~20mm 之间。为了减轻叶片后缘质量,提高局部刚度,在上下壳体后缘局部采用硬质泡沫夹芯结构。腹板设计相对较弱,为硬质泡沫夹芯结构,与壳体用结构胶胶结在一起后形成盒式结构,共同提供叶片的强度和刚度。该结构优点是整体强度和刚度较大,在运输、使用中安全性好。但叶片比轻型结构叶片重 20%~30%,制造成本也相应增加。



图 4.3-47 重型叶片结构

重型叶片结构形式,大梁和壳体的变形是一致的。通过结构胶将叶片的两个半壳牢固地黏结在一起,在叶片前缘黏结部位壳体部分重叠,以便增加黏结面积。在叶片后缘黏结处,叶片的两个壳体由结构胶直接黏结。在有扭曲变形时,黏结部分不会产生剪切损坏。

(3) 叶根连接结构。叶片根部结构承受作用在叶片上的所有载荷,并传递到轮毂,常用的有以下两种连接方式。

① 预埋螺栓连接。在叶片成型时,直接将经过特殊表面处理的螺栓件预埋在壳体中,避免对 GRP 结构层的加工损伤。试验表明,这种结构形式连接最为可靠,缺点是每个螺栓件的定位必须准确,如图 4.3-48 所示。



图 4.3-48 螺栓件预埋式叶根

② T 形螺栓结构。在叶片成型后,用专用钻床和工装在叶根部位钻孔,将螺栓件装入。这种结构形式会在叶片根部的 GRP 结构层上加工几十个孔,从而破坏了 GRP 的结构整体性,大大降低了叶片根部的结构强度,而且螺栓件的垂直度不易保证,容易给现场组装带来困难,必须用工装预先定位,如图 4.3-49 所示。



图 4.3-49 钻孔组装式叶根

(4) 气动制动器。在失速型风力发电机组中,通常在叶片上装有气动制动器,作为安全保护系统的执行机构。气动制动器一般采用安全失效原则设计。

4.1.1.5 叶片制造工艺

复合材料风轮叶片的成型工艺主要有手工湿法成型、预浸料成型和真空辅助注胶成型等工艺。

(1) 手工湿法成型。手工湿法成型工艺是通过人工的方式,在模具中每铺一层复合材料,涂一层基体树脂,直至整个结构完成。手工湿法成型工艺流程:模具准备→涂脱模剂→喷涂胶衣→铺设结构层→固化(常温或加温)→合模→型修→装配→检验。

该工艺是早期中小型风力发电机组叶片采用的工艺方法,其优点是工艺简单、经济性好,该工艺的缺点是产品的树脂含量较高,劳动强度较大,环境污染较严重;产品质量受操作工人、气候变化和环境条件等因素的影响分散性较大。

(2) 预浸料成型。预浸料成型工艺是将增强材料预先浸透基体树脂,并预固化,形成预浸料,然后在成型模具表面,一层一层地铺放剪裁好的预浸料,材料铺放完成后,通过真空加压,再加固化成型。预浸布成型工艺流程:模具准备→涂脱模剂→喷涂胶衣→铺设预浸料→真空加温固化→合模→型修→装配→检验。

预浸料成型工艺方法的优点是先进可靠,产品质量稳定,分散度小,对操作工人和周围环境影响小;缺点是成本高。

(3) 真空辅助注胶成型。真空辅助注胶成型是目前风轮叶片先进的成型工艺方法,它是树脂传递模塑(RTM)工艺的改进。这种工艺方法是在成型模具表面,根据产品结构设计要求,铺放剪裁好的纤维增强材料,然后对其进行真空处理,将基体树脂注入,注胶完成后进行产品固化处理,见图 4.3-50。真空辅助注胶成型工艺流程:模具准备→涂脱模剂→喷涂胶衣→铺设结构层→抽真空→基体树脂注入→固化(常温或加温)→合模→型修→装配→检验。

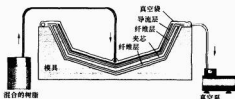


图 4.3-50 真空辅助注胶成型工艺示意图

真空辅助注胶成型工艺方法的优点是叶片成型质量高,产品质量稳定,分散性小,成型过程中散发的挥发性物质少,有效地改善了生产环境,有利于操作工人的健康和环境保护;缺点是模具制造复杂、产品辅助成本较高。

4.1.1.6 叶片结构动力特性

叶片结构动力特性是风轮叶片设计的基础,对柔性结构的叶片尤为重要。

叶片设计时要考虑增加结构刚度,降低叶片质量;根据共振图,分析叶片的振动情况,通过调频等措施,减小叶片振动,避免发生共振。

表 4.3-4 给出了某型号不同功率的风力发电机组风轮叶片的挥舞和摆振方向的固有频率值。

表 4.3-4 风轮叶片的挥舞和摆振方向的固有频率值

风轮直径(m)	49	55	60	70.4	77	82.4
额定风速(m/s)	14	14	12	12	11	12
风轮转速(r/min)	15/22.5	14.6/21.95	11~20	10.9~18.8	9.7~19.0	9.35~19.8
额定功率(kW)	750	1000	1200	1500	1500	2000
叶片长度(m)	23.5	26.4	29.275	34.23	38	40
挥舞一阶固有频率(Hz)	1.60	1.266	1.32	1.172	0.984	0.969
摆振一阶固有频率(Hz)	2.85	2.516	2.25	1.904	1.828	1.781

4.1.1.7 防雷措施

雷击会造成叶片损坏、发电机绝缘击穿、控制元器件烧毁等。据统计,遭受雷击的风力发电机组中,叶片损坏的占 20%左右。

全世界每年大约有 1%~2% 的运行风力发电机组叶片遭受雷击,大部分雷击事故只损坏叶片的叶尖部分,少量的雷击事故会损坏整个叶片。

雷击造成叶片损坏的机理:一方面雷电击中叶片叶尖后,释放大能量,使叶尖结构内部温度急剧升高,引起气体高温膨胀,压力上升,造成叶尖结构爆裂破坏;严重时使整个叶片开裂。另一方面雷击造成的巨大声波,对叶片结构造成冲击破坏。试验研究表明,绝大多数的雷击点位于叶片叶尖的非工作面上。雷击对叶片造成的损坏取决于叶片的形式,与制造叶片材料及叶片内部结构有关。如果将叶片与轮毂完全绝缘,不但不能降低叶片遭雷击的概率,反而会增加叶片的损坏程度。以往在一些小型风力发电机组上采用一种贴片金属(片)的防雷击方法,目前玻璃纤维增强树脂叶片主要使用如图 4.3-51 所示的防雷装置,用一装在叶片内部大梁上的电缆,将接闪器与叶片法兰盘连接,接闪器可以在叶片展向位置上布置若干个。该防雷装置简单可靠,与叶片具有相同的寿命。

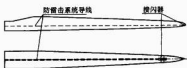


图 4.3-51 叶片防雷击系统

在 IECTS 61400—24 中，推荐叶片防雷击导线的截面积为 50mm^2 。

4.1.2 轮毂

轮毂的作用是将叶片连接成风轮，承受叶片传来的各种载荷并传递到其他机械部件中去，同时容纳、固定叶尖制动装置或变距系统的部件等。三叶片风轮轮毂的形状一般为球壳形或三通形，如图 4.3-52 和图 4.3-53 所示。



图 4.3-52 球壳形轮毂

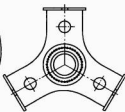


图 4.3-53 三通形轮毂

轮毂有铸造结构和焊接结构两种，其铸造材料可以是铸钢也可以采用高强度球墨铸铁。对三通形或球壳形轮毂来说，若采用焊接结构则壳体零件的制造极其困难，因此一般采用铸造结构。由于高强度球墨铸铁具有铸造性能好、韧性好、耐冲击，且减振性能好，对应力集中不敏感、成本低等特点，在风力发电机组中被大量采用。

轮毂由于形状复杂，一般要采用有限元方法通过强度分析来确定结构参数，主要是壁厚。图 4.3-54 所示为一个叶片作用于轮毂的载荷。

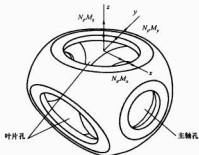


图 4.3-54 一个叶片作用于轮毂的载荷（一个叶片孔）

N_x —叶片的轴向力，主要受重力、惯性力影响； M_x —叶片的变距力矩，主要受气动力、重力及惯性力影响； N_y —风轮转轴方向的力，组成风轮推力，主要受气动力影响； M_y —绕 x 轴（风轮转轴）的力矩，构成风轮的转矩，主要受气动力和重力影响； N_z —垂直风轮转轴和叶片变距轴的力，主要受气动力和重力的影响； M_z —绕 y 轴的力矩，主要受气动力和惯性力影响。

有限元分析时主轴孔周边固定，载荷施加在叶片法兰盘处，如图 4.3-55 所示。轮毂有三个对称面，不考虑重力影响时，三个叶片孔的载荷值完全相等呈反对称，建模时只建 $1/3$ ，这样可以节省工作量；如果重力不能忽略，则必须建完整分析模型。



图 4.3-55 轮毂有限元分析图

4.1.3 变距系统

变桨距功率调节和主动失速功率调节的风力发电机组都需要叶片变距系统。

变距系统主要有电—液伺服变距系统和伺服电动机变距系统。在电—液伺服变距系统中，也有不同方式的驱动机构。

4.1.3.1 伺服电动机变距系统

一般地，每个叶片有一套伺服电动机驱动系统，电动机由变距控制器控制。控制器与风电机组主控制器通信接受变距指令。伺服电动机通过齿轮箱可直接与其控制的叶片相连，也可以通过一对齿轮副连接叶片，如图 4.3-56 所示。

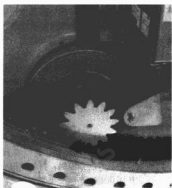


图 4.3-56 电动机驱动变距机构

4.1.3.2 电—液伺服变距系统

电—液伺服驱动系统的执行元件是伺服油缸。根据齿轮箱的类型和发电机组容量的大小所用油缸的数量也各异，分别有 1、2、3 个不等。1~2 个的油缸驱动滑（杆）块曲柄连杆机构运动，使叶片变距。三个伺服油缸主要用于大型风电机组，每个油缸都通过曲柄带动一个叶片变距。

一个油缸适用于输入轴和输出轴不在同一轴线上的齿轮箱。油缸与输入轴同轴装在齿轮箱壳体上，驱动通过输入轴和风电机组主轴中心孔进入轮毂的滑杆，滑杆前端装有一个零件，三个叶片的驱动连杆与它铰接相连，连杆另

一端又与叶片的曲柄铰接相连。当滑杆在油缸的驱动下前后滑动时,三个叶片的连杆随连接件一起移动,另一端则分别推动叶片的曲柄使它们绕其转轴同步做变距转动。带有活节的滑杆后端与油缸的连接,后部只能随油缸驱动前后滑动不能转动;活结以前部分除可滑动还随主轴一起转动。在现有用变距调节功率的风力发电机组中绝大多数使用一个油缸驱动变距。

使用两个油缸驱动变距是因为齿轮箱输入轴和输出轴同轴,无法通过主轴承中心孔驱动滑杆实施变距,只能用两个固定在主轴承座上的油缸通过主轴承座两边的槽驱动一装在主轴承表面可沿主轴承前后滑动组件的外环,前端进入轮毂的三支滑杆固定在滑动组件的内环上,并随主轴一起转动,外环相对不动。三支滑杆前端固定一个连杆连接件,其余同一个油缸。

对于兆瓦级以上的大型风力发电机组由于尺寸太大,使用一个部件带三个叶片变距,构件太笨重。此时,轮毂中的空间相对较大,液压装置可置于轮毂中,每个叶片也各自用一个油缸直接驱动曲柄变距,此时油缸是一个可伸缩的连杆。连杆、连接件和滑杆及活结全部可以省掉,使变距机构大大简化,见图 4.3-57。

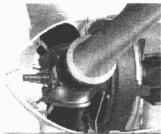


图 4.3-57 液压驱动变距机构

变距机构是关系到风电机组安全的重要机构,其设计时应遵循如下原则:

- (1) 保证一定刚度。刚度不足不但会使变距调节滞后和不确定,更会使其动特性变坏,引起共振。
- (2) 保证各铰接点的局部强度。
- (3) 计算变距机构载荷时要考虑气动力、重力和惯性力引起的变距力矩以及轴承摩擦力矩等。
- (4) 尽量减少机械调节的环节,所有可能松动的环节必须采取可靠的锁紧措施。
- (5) 要考虑温度变化可能改变叶片轴承配合的性质,避免叶片轴承机构卡死。

4.2 传动系统

传动系统是指从轮毂到发电机之间的主动链,包括主轴及其轴承座、齿轮箱、机械制动装置、联轴器、扭矩限制装置等。

4.2.1 主轴

在风力发电机组中,主轴是风轮的转轴,支撑风轮并将风轮的扭矩传递给齿轮箱,将推力、弯矩传递给底座。

作用在主轴的载荷除了与风轮传来的外载荷有关外,还与风轮(主轴)的支撑形式及主轴支撑的相对位置有关。

由于风力发电机组主轴受力复杂,通常选用的材料有 42CrMnTi 及 40CrNi2MoA。

当作用在主轴上的弯矩和轴向力可以忽略时,主轴直径可按扭矩进行选取,计算公式为

$$d \geq \sqrt[3]{\frac{16 ST}{\pi t}} \quad (4.3-109)$$

或

$$d \geq A \sqrt[3]{\frac{P}{n}} \quad (4.3-110)$$

$$T = 9\,550\,000 \frac{P}{n}$$

式中: d 为计算截面轴的直径, mm; S 为安全系数; T 为主轴传递的扭矩, $N \cdot mm$; P 为主轴传递的轴功率, kW; n 为主轴的转速, r/min ; t 为主轴的许用应力, MPa; A 为与材料有关的系数。

$$A = \sqrt[3]{\frac{16 S}{t \pi}} \quad (4.3-111)$$

当主轴采用空心轴时,其直径的计算公式为

$$d \geq \sqrt[3]{\frac{16 ST}{\pi (1 - V^4)}} \quad (4.3-112)$$

$$V = \frac{d_0}{d}$$

式中: d_0 为轴内径。

当作用在主轴上的弯矩和轴向力不能忽略时,则要用最大剪应力理论进行校核。

主轴静强度和疲劳强度校核按《机械设计手册》进行,在结构允许的条件下,可以偏保守一些。

4.2.2 齿轮箱

作为风力发电机组主传动关键部件,齿轮箱位于风轮和发电机之间传递力提高转速,是一种在无规律的变载荷和瞬间强冲击载荷作用下工作的重载齿轮传动装置。

在狭小的机舱空间内减小部件的外形尺寸和减轻质量十分重要,因此齿轮箱必须保证在满足可靠性和预期寿命的前提下,使结构简化并且质量最轻,同时要便于维护的要求。根据机组提供的参数,采用 CAD 优化设计,排定最佳传动方案,选择稳定可靠的构件和具有良好力学特性的以及在环境温度温差下仍能保持稳定的材料,配备完整充分的润滑、冷却系统和监控装置等,是设计齿轮箱的必要前提条件。

4.2.2.1 齿轮箱形式

大型风力发电机组齿轮箱一般采用行星齿轮副传动或行星与平行轴齿轮副组合传动。

图 4.3-58 所示的是一种由一级行星齿轮和两级平行轴齿轮传动组成的典型齿轮箱结构。齿轮箱利用其前箱盖上的两个变矩孔内的弹性套支撑在支架上。齿轮箱低速级的行星架通过胀紧套与机组的主轴连接,行星轮组将动力传至太阳轮,再通过内齿联轴节传至位于后箱体内部的第一级平行轴齿轮,再经过第二级平行轴齿轮传至高速级的输出轴,通过柔性联轴节与发电机相连。此外,为了保护齿轮箱免受极端负荷的破坏,中间传动轴上还装有安全保护装置。

图 4.3-59 所示的是一种两级行星和一级圆柱齿轮分流传动齿轮箱的结构。风力发电机组的主轴通过花键将动力传到第一级行星齿轮,再由太阳轮传至第二级行星轮,最后由末级平行轴齿轮将动力传给主发电机,另一个输出轴则驱动小发电机或带机械刹车装置。

图 4.3-60 所示的齿轮箱结构是将行星架固定,两组行星轮变为平行轴圆柱齿轮传动。由于行星架固定,内齿圈变成主动轮,通过两排齿轮分流和合流传动至末级高速轴。从结构上看,这种布置使得各个组件可独立拆卸,便于在机舱内进行检修。

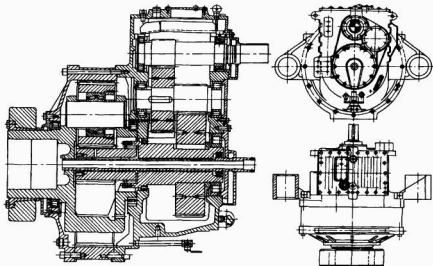


图 4.3-58 一级行星齿轮和两级平行轴齿轮传动组成的典型齿轮箱结构

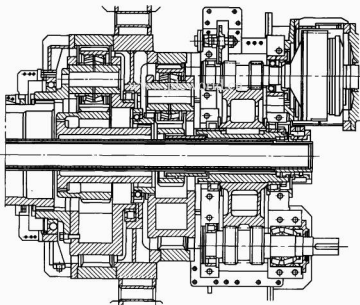


图 4.3-59 两级行星和一级圆柱齿轮分流传动齿轮箱的结构

4.2.2.2 齿轮箱设计要求

(1) 设计任务书。风力发电机组齿轮箱设计任务书包括有关结构的尺寸要求、传递的功率、效率、输入转速范围、速比、极限载荷和载荷谱、扭转刚度、润滑要求和工作环境条件等。

齿轮箱设计除满足任务书要求外,还必须符合相关标准的要求,如国标 GB/T 19073—2008《风力发电机组齿轮箱》和国际标准 ISO 81400—4: 2005。后者基本上等同于美国风能协会(AWEA)和美国齿轮协会(AGMA)制定的美国国家标准 ANSI/AGMA/AWEA6006-A03。

(2) 设计参数选择。各种标准和规范都要求对齿轮的承载能力进行分析计算,常用的标准是 GB/T 3480 或 DIN3990(等效采用 ISO 6336)中规定的齿根弯曲疲劳和齿面接触疲劳校核计算,对齿轮进行极限状态分析。

1) 使用系数 K_A 。按照 GB/T 19073—2008,对于齿轮箱的使用系数(动载荷放大因子)推荐如下:

给定载荷谱计算时,通常先确定等效载荷,齿轮箱使用系数 $K_A=1$;无法得到载荷谱时,则采用经验数据,对于三叶片风力发电机组取 $K_A=1.3$ 。

2) 齿轮传动设计参数。

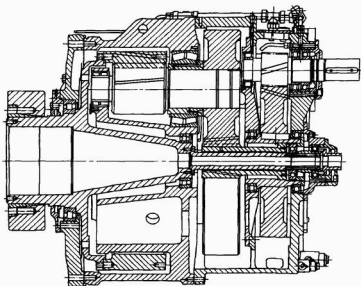


图 4.3-60 行星轴固定的三级圆柱齿轮传动齿轮箱

a. 齿形角 α (分度圆压力角)。齿轮的标准齿形角为 20° 。为了提高强度,有时也采用大齿形角(如 23° 、 25° 、 28° 等),根据实践经验,如果没有特别要求,建议采用 20° 标准齿形角。

b. 模数 m 。在满足齿轮弯曲强度的条件下,选用较小的模数可以增大齿轮副的重合度,减小滑动率,也可以减小齿轮切削量,降低制造成本。模数的选择应符合 GB/T 1357 的规定或按照经验数据,取 $m = (0.015 \sim 0.02)a$ 。 a 是齿轮传动的中心距。

齿轮的基本齿廓应符合 GB/T 1356 的规定。

c. 齿数 z 。受齿轮根切的限制,小齿轮有最少齿数的要求。在满足齿轮弯曲强度的条件下,应尽量选用较多的齿数。

d. 螺旋角 β 。斜齿轮一般取 $\beta = 8^\circ \sim 15^\circ$ 。人字齿轮可取大一些,如取 $\beta = 25^\circ \sim 40^\circ$ 。中间级通常取 $\beta = 8^\circ \sim 12^\circ$;高速级为减小噪声,可取较大的 β ,如 $10^\circ \sim 15^\circ$ 。

e. 齿宽 b 。齿宽是决定齿轮承载能力的主要尺寸之一,保证齿轮足够的刚度,一般取 $b_{\min} = 6 \sim 8m_n$ 。

f. 采用行星轮系传动时,为了提高传动装置的承载能力和减小尺寸和质量,在设计时需要考虑以下几个条件,以满足正确啮合的要求:

传动比条件——查阅《机械设计手册》。

邻接条件——使相邻两个行星轮的齿顶不相互干涉。

同心条件——由中心轮和行星轮组成的所有齿轮副的实际中心距必须相等。

装配条件——在行星轮系中,几个行星轮能对称装入并保证与中心轮正确啮合应具备的齿数关系。

(3) 效率。齿轮箱效率可通过功率损失计算或在试验中实测得到。功率损失主要包括齿轮啮合、轴承摩擦、润滑油飞溅和搅动损失、风阻损失、其他机件阻尼等。齿轮传动效率可按下式计算,即

$$\eta = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \quad (4.3-113)$$

式中: η_1 为齿轮啮合摩擦损失的效率; η_2 为轴承摩擦损失的效率; η_3 为润滑油飞溅和搅动损失的效率; η_4 为其他摩擦损

失的效率。

对于行星轮系齿轮机构,计算效率时还应考虑对应于均载机构的摩擦损失。

风力发电机组要求齿轮箱在标准条件下的机械效率大于 97%。

对于采用滚动轴承支撑,且精确制造的闭式圆柱齿轮传动,每一级传动的效率可略定为 99%,一般情况下,风力发电机组齿轮箱的齿轮传动不超过三级。随着传递载荷的减小,效率会有所下降。整个齿轮箱的空载损失,即润滑油飞溅和搅动时的能量损失、轴承的摩擦以及密封等的损失,在传递功率变化时几乎是不变的。

(4) 噪声。风力发电机组齿轮箱噪声是风力发电机组主要的机械噪声源。风力发电增速箱的噪声标准为 85dB (A) 左右,应采取如下降低噪声的措施:

1) 适当提高齿轮精度,进行齿形修缘,增加啮合重合度。

2) 提高轴和轴承的刚度。

3) 合理布置轴系和轮系传动,避免发生共振。

齿轮箱安装时采取必要的减振措施,按规范找正,充分保证机组的连接刚度,将齿轮箱的机械振动控制在 GB/T 8543 规定的 C 级之内。

(5) 可靠性。风力发电机组齿轮箱是在随机的脉动风载荷下运行 20 年,与一般工业用齿轮箱不同。在风力发电机组运行中还会由于工况的变化频繁受到很大的冲击载荷。因此,风力发电机组设计时必须采用动态载荷谱进行设计,并按载荷谱所列载荷分布情况进行疲劳分析,对齿轮箱整机及其零件的设计极限状态和使用极限状态进行极限强度分析、疲劳分析、稳定性和变形极限分析、动力学分析等。分析方法除一般推荐的设计计算方法外,可采用模拟主机运行条件下进行零部件试验的方法。

可靠性分析的步骤:在方案设计开始时进行可靠性初步分析,而在施工图设计完成后再次进行详细的可靠性分析计算,其中包括精心选取可靠性好的结构和对重要的零部件以

及整机运行可靠性估算。

在对有行星齿轮传动的风力发电机组齿轮箱设计时,要使用行星齿轮间载荷分配尽量均衡,常采用均载机构来补偿不可避免的制造误差,即在机构设计上采取措施,使传动装置各构件在运转过程中,相互能够自动补偿各种误差,达到接近受载均匀的目的。最常用的均载机构是利用基本构件浮动,亦即某些构件设计成允许做径向及偏转位移,当受载不均时即可自动平衡,直至各行星轮之间载荷接近均匀分配。如采用双齿或单齿式齿轮联轴器来保证浮动机构在受力不均匀时产生位移,基本构件中的一个或两个浮动,以实现均载,也有采用弹性元件或杠杆联动机构实现均载的。

(6) 密封。风力发电机组齿轮箱要在恶劣环境下运行,因此对齿轮箱密封提出更高的要求。齿轮箱轴伸部位的密封一方面能防止润滑油外泄,同时也能防止杂质进入箱体内部。常用的密封分为非接触式密封和接触式密封两种。

1) 非接触式密封。所有的非接触式密封不会产生磨损,使用时间长。由轴与密封圈之间的间隙形成的间隙大小取决于轴的径向跳动大小和端盖孔相对于轴承孔的不同轴度。密封时可在端盖孔或轴颈上加工出一些沟槽,一般为2~4个,形成所谓的迷宫,沟槽底部开有回油槽,使外溢的油液通过沟槽改变方向输入箱体中,也可以在密封的内侧设置甩油盘,阻挡飞溅的油液,增强密封效果。

2) 接触式密封。接触式密封使用的密封件应使密封可靠、耐久、摩擦阻力小、容易密封和拆卸,能适应压力的升高而提高密封能力和有利于自动补偿磨损。旋转轴用唇形密封圈有多种形式,可按GB 13871选取密封部位轴的粗糙度 $R_a=0.2\sim0.63\mu\text{m}$ 。与密封圈接触的轴表面不允许有螺旋形机加工痕迹,轴端应有小于 30° 的导入倒角。倒角上不应有锐边、毛刺和粗糙的机加工残留物。

(7) 润滑、冷却和加热。风力发电机组要在偏远地区和不同的气候环境下运行,齿轮箱的润滑、冷却和加热问题十分重要。良好的润滑能够对齿轮和轴承起到足够的保护作用,要严格按照规范保持润滑系统长期处于最佳状态。齿轮箱常采用飞溅润滑或强制润滑,以强制润滑为多见。在机组润滑系统中,齿轮泵从油箱将油液经滤油器输送到齿轮箱的润滑系统,对齿轮箱的齿轮和传动件进行润滑,管路上装有多种监控装置,确保齿轮箱在运转当中不会中断断油。保持油液的清洁十分重要,即使是第一次使用的新油,也要经过过滤,系统中除了主滤油器以外,最好加装旁路滤油器或辅助滤油器,以确保油液的洁净。

此外,润滑油的要求应考虑能够起齿轮和轴承的保护作用,还应具备如下性能:①减小摩擦和磨损,具有高的承载能力,防止胶合;②吸收冲击和振动;③防止疲劳点蚀;④冷却、防锈、抗腐蚀性。

硬齿面齿轮在转动中承受高压和高温,在滑动和滚动摩擦的作用下,因润滑不足,很可能会在齿轮箱运转的初期,如一年左右, $10^5\sim10^6$ 应力循环作用时,出现一些“微点蚀”,进而使噪声增大,引起破坏性的点蚀和齿面剥落损坏。黏度是润滑油的一个最重要的指标,应根据环境和操作条件选定。为提高齿轮的承载能力和抗冲击能力,适当地添加一些添加剂可以提高润滑性能和减少氧化。常用的齿轮油就是根据齿面接触应力和轴承使用要求以及环境条件选用的。风力发电机组齿轮箱研制的合成油在极低温度状况下应具有较好的流动性;在高温时的化学稳定性好并可抑制黏度降低,不会像普通矿物油出现遇高温会分解而在低温时易于凝结的情况。

为解决低温下启动时普通矿物油解冻问题,在严寒地区应给机组设置油加热装置。常见的油加热装置是电加热管式的,装在油箱底部。在冬季低温状况下启动时,利用油加热器加热油液至 10°C 以上再启动机组,以避免因油的流动性不良而造成润滑失效,损坏齿轮和传动件。

润滑油系统中的散热器常采用风冷式,由系统中的温度传感器控制,必要时通过电控旁路阀自动打开冷却回路,使油液先流经散热器散热,再进入齿轮箱。

4.2.2.3 齿轮箱主要零部件

(1) 齿轮。当齿轮顶圆直径在2倍轴径以下时,由于齿轮与轴之间的连接所限,常制成轴齿轮的形式。

1) 齿轮材料。为了提高承载能力,齿轮采用优质合金钢制造。外齿轮推荐采用20CrMnMo、15CrNi6、17Cr2Ni2Mo、20CrNi2MoA、17CrNiMo6、17Cr2Ni2MoA材料。内齿圈采用42CrMoA、34Cr2Ni2MoA材料,也可采用与外齿轮相同的材料。齿轮毛坯采用锻造方法,并采用齿轮轮缘整体锻件的形式以获得良好的锻造组织纤维和相应的力学特征。合理的预热处理以及中间和最终热处理工艺,保证了材料的综合机械性能达到设计要求。

2) 齿轮精度。齿轮箱内用作主传动的齿轮精度,外齿轮不低于5级GB/T 10095,内齿轮不低于6级GB/T 10095。

a. 齿形加工。为了减轻齿轮副啮合时的冲击,降低噪声,需要对齿轮的齿形进行修形。

圆柱齿轮的加工路线:下料—锻造毛坯—粗车—预热处理—粗车—精加工外形尺寸—制齿加工(滚齿或插齿)—去毛刺、齿顶倒棱、齿端倒角—热处理(渗碳淬火)—精加工基准—磨齿—检验—清洗—入库。

加工人字齿的时候,如是整体结构,半人字齿轮之间应有退刀槽;如是拼装人字轮,则分别将两半齿轮按普通齿加工,最后用工艺装夹对齿,再通过对盈配合安装在轴上。

在齿轮加工中,规定好加工工艺基准非常重要。轴齿轮加工时,常用顶尖顶紧两轴端中心孔安装在机床上。盘状圆柱齿轮则利用其内孔或外圆以及一个端面作为工艺基准,通过夹具或人工校准在机床上定位。在对齿轮副中,小齿轮的齿宽比大齿轮略大一些,这主要是为了补偿轴向尺寸变动和便于安装。

齿轮最终热处理的方法是渗碳淬火,齿表面硬度达到HRC60 \pm 2,同时规定随硬度大小而变化的硬化层深度要求,具有良好的抗磨损接触强度,轮齿根部则具有相对较低的硬度和较好的韧性,能提高抗弯曲强度。渗碳淬火后获得较理想的表面残余应力,它可使轮齿最大拉应力区的应力减小。因此对齿根部分通常保留热处理后的表面,在前道工序滚齿时要用工形带磨角的留磨量滚刀滚齿,从而在磨齿时不会磨去齿根部分。磨齿时,选择合适的砂轮和切削用量,辅以大流量的切削冷却液是防止出现磨齿裂纹和烧伤的重要措施。对齿根进行超声波探伤、磁粉探伤和涂色探伤,以及进行必要的金相检验和酸洗检验等,都是控制齿轮内在质量的有效措施。

b. 齿轮与轴的连接。

(a) 键连接。用于具有过盈配合的齿轮或联轴节的连接。如果强度不够,可采用双键,按 180° 布置,在强度校核时按1.5个键计算。

(b) 花键连接。这种连接是没有过盈的,因而被连接零件需要轴向固定。花键连接承载能力高,对中性好,但制造成本高,需用专用刀具加工,断开线花键连接在承受负载时

齿间的径向力能起到自动定心作用,使各个齿受力比较均匀,加工工艺与齿轮相同,易获得较高的精度和互换性,在风力发电齿轮箱中应用较广。

(c) 过盈配合连接。过盈配合连接能使轴和齿轮(或联轴节)具有最好的对中性,特别是在经常出现冲击载荷情况下,这种连接能可靠地工作,在风力发电齿轮箱中得到广泛的应用。利用零件间的过盈配合形成的连接,其配合表面为圆柱面或圆锥面(锥度可取 $1:30 \sim 1:8$),多用于载荷较大,需多次拆装的场合。

(d) 胀紧套连接。利用轴、孔与锥形弹性套之间接触面上产生的摩擦力来传递动力,是一种无键连接方式,定性好,拆装方便,承载能力高,能沿周向和轴向调节轴与轮毂的相对位置,且具有安全保护作用。

胀紧套材料多用 65、65Mn、55Cr2 或 60Cr2 等钢材。胀紧套的工作应力一般不应超过材料的屈服极限,其强度和变形可根据圆锥面过盈连接公式计算。内外环与轴和轮毂的配合通径取 $H7/h6$,配合表面粗糙度为 $R_a 0.8 \sim R_a 0.2$ 。连接表面的压力可按厚壁圆筒的有关公式计算。

(2) 轴。齿轮箱中的轴可分为主动轴、从动轴和中间轴。首级主动轴和末级从动轴的外伸部分,与风轮轮毂、中间轴或电动机传动轴相连接。为了提高可靠性和减小外形尺寸,有时将半联轴器(法兰)与轴制成一体。

输出轴和输入轴的轴径 d (mm)可按式(4.3-110)进行初步计算:

输出轴和输入轴的轴径按计算结果取较大值并圆整成标准直径,且以此为最小轴径设计成阶梯轴。中间轴直径则按弯矩和扭矩的合成进行计算。在轴的设计图完成后再进行精确的分析计算,最终完善细部结构。

由于是增速传动,因而输出轴往往采用轴齿轮的结构。为保证轴的强度和刚度,允许轴的直径略小于齿轮顶圆,要留有滚齿、磨齿的退刀间隙,避免损伤轴承颈。

轴上各个轴颈需要进行磨削加工。为减少应力集中,轴上台肩处的过渡圆角、花键向较大轴径过渡部分,均应做处理,如抛光,以提高轴的疲劳强度。在过盈配合处,为减少轮毂边缘的应力集中,压合处的轴径应比相邻部分轴径加大 5%,或在轮毂上开出卸荷槽。装在轴上的零件,轴向固定应可靠,工作载荷应尽可能用轴上的止推轴承来承受,相反方向的固定则利用螺帽或其他紧固件,应设防松装置。

轴的材料采用碳钢和合金钢,如 40、45、50、40Cr、50Cr、42CrMoA 等。常用的热处理方法为调质。在重要部位做淬火处理。要求较高时可采用 20CrMnTi、20CrMo、20MnCr5、17CrNi5、16CrNi 等优质低合金钢,进行渗碳淬火处理,获取较高的表面硬度和心部较高的韧性。

(3) 滚动轴承。齿轮箱的支撑中,大量应用滚动轴承,其特点是静摩擦力矩和动摩擦力矩都很小。滚动轴承的安装和使用方便,但是,当轴的转速接近极限转速时,轴承的承载能力和寿命急剧下降,高速工作时的噪声和振动比较大。选用轴承时,除根据载荷的性质,还应根据部件的结构要求来确定。相关技术标准,如 GB/T 6391—2003(等效采用 ISO281, DIN281),提供了轴承基本额定寿命和修正额定寿命的计算公式。

推荐在极端载荷下的静承载能力系数 f_0 应不小于 2.0。对风力发电机组齿轮箱输入轴轴承的静强度计算时,需计风轮的附加静负荷。轴承的使用寿命采用扩展寿命计算方法来进行计算,其所用的失效概率设定为 10%,如果按典型载荷谱考虑时,其平均当量负荷按下式计算,即

$$P_m = \sqrt[3]{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n P_i^3} \quad (4.3-114)$$

式中: P_m 为平均当量动载荷; P 为作用于轴承上的当量动载荷; N 为总的循环次数; ϵ 为寿命指数,对于球轴承 $\epsilon=3$,滚动轴承 $\epsilon=10/3$,计算的使用寿命应不小于 17.5 万 h。

运转过程中,在安装、润滑、维护都正常的情况下,轴承由于套圈与滚动体的接触表面经受交变负荷的反复作用而产生疲劳剥落。一般情况下,首先在表面下出现细小裂纹。在继续运转过程中,裂纹逐步增大,材料剥落,产生麻点,最后造成大面积剥落。疲劳剥落若发生在寿命期限之外,则属于滚动轴承的正常损坏。一般所说的轴承寿命指的是轴承的疲劳寿命。一批轴承的疲劳寿命总是分散的,但总是服从一定的统计规律,因而轴承寿命总是与损坏概率或可靠性相联系。

在风力发电齿轮箱上常采用的轴承有圆柱滚子轴承、圆锥滚子轴承、调心滚子轴承等。

(4) 箱体。箱体是齿轮箱的重要部件,它承受来自风轮的作用力和齿轮传动时产生的反力。箱体必须具有足够的刚性去承受力和力矩的作用,以防止变形,保证传动质量。箱体的设计应按风电机组动力传动的布局、加工和装配、检查以及维护等要求来进行。应注意轴承支撑和机座支撑的不同方向的反力及其相对值,选取合适的支撑结构和壁厚,增设必要的加强筋。筋的位置需与引起箱体变形的作用力的方向相一致。

箱体的应力情况十分复杂且分布不均,只有采用现代计算方法,如有限元等辅助以模拟实际工况的光弹实验,才能较为准确地计算出应力分布的状况。利用计算机辅助设计,可以获得与实际应力十分接近的结果。

采用铸铁箱体可发挥其减振性,易于切削加工等特点,适于批量生产。常用的材料有球墨铸铁和其他高强度铸铁。设计铸造箱体时应尽量避免壁厚突变,减小壁厚差,以免产生缩孔和疏松等缺陷。用铝合金或其他轻合金制造的箱体,可使其质量比铸铁轻 20%~30%,但从另一角度考虑,轻合金铸造箱体,降低质量的效果并不显著。这是因为轻合金铸件的弹性模量较低,为了提高刚性,设计时需加大箱体受力部分的横截面积,在轴承座处加装钢制轴承座套,相应部位的尺寸和质量都要加大。

单件、小批生产时,常采用焊接或焊接与铸造相结合的箱体。为减小箱体加工过程和使用中的变形,防止出现裂纹,无论是铸造或是焊接箱体均应进行退火、时效处理,以消除内应力。

为了便于装配和定期检查齿轮的啮合情况,在箱体上应设有观察窗。机座旁一般设有连体吊钩,供起吊箱体齿轮箱。

箱体支座的凸缘应具有足够的刚性,尤其作为支撑座的耳孔和端臂支座的孔,其支撑刚度要做仔细的校核计算。为了减小齿轮箱传到机舱机座的振动,齿轮箱可安装在弹性减振器上。最简单的弹性减振器是用高强度橡胶和钢垫做成的弹性支座,合理使用也能取得较好的结果。

箱盖上还应设有透气罩、油标或油位指示器。在相应部位设有注油器和放油孔。放油孔周围应留有足够的放油空间。

采用强制润滑和冷却的齿轮箱,在箱体的合适部位设置进出油口和相关的液压件的安装位置。

4.2.2.4 齿轮箱安装、使用与维护

(1) 安装。轮箱安装时,齿轮箱主动轴与叶片轮毂的连

接必须可靠紧固。输出轴若直接与发电机连接时最好是采用弹性联轴器,并串接起保护作用的安全装置。齿轮箱轴线和与之相连接的部件的轴线应保证同心,其误差不得大于所选联轴器与齿轮箱的允许值,齿轮箱体上也不允许承受附加的扭转力。齿轮箱安装后用人工盘动应灵活,无卡滞现象。打开观察窗检查箱体内部机件应无锈蚀现象。用涂色法检查,齿轮接触斑点应达到技术条件的要求。机组运转一段时间后,轴承会因载荷作用出现不对中问题,故应适时检查修正。

(2) 试运转。齿轮箱安装以后,按照说明书的要求加注规定的机油达到油标刻度线,利用发电机作为电动机带动齿轮箱空载运转。此时,经检查齿轮箱运转平稳,无冲击振动和异常噪声,润滑情况良好,且各处密封和接合面无泄漏,才能与机组一起投入试运转。

加载试验应分阶段进行,以额定载荷的25%、50%、75%、100%加载,一般不得小于2h,110%加载不小于1/2h,每一阶段运转以平衡油温为准,最高油温不得超过80℃,不同轴承间的温差不得高于15℃。

(3) 正常运行监控。每次机组启动,在齿轮箱运转前启动润滑油泵,待各个润滑点都得到润滑油后,间隔一段时间方可启动齿轮箱。当环境温度较低时,例如小于10℃,需先接通电热器加热机油,达到预定温度后才投入运行。若油温高于设定温度,如为65℃时,机组控制系统将使润滑油进入系统的冷却管路,经冷却器冷却降温后再进入齿轮箱。管路中还装有压力控制器和油位控制器,以监控润滑油的正常供应。如发生故障,监控系统将立即发出报警信号,使操作人员能迅速判定故障并加以排除。

在运行期间,应定期检查齿轮箱运行状况,看其运转是否平稳;有无振动或异常噪声;各处连接和管路有无渗漏;接头有无松动;油温是否正常。

(4) 定期更换润滑油。第一次换油应在首次投入运行500h后进行,以后的换油周期为每运行5000~10000h。在运行过程中也要注意箱体内油质的变化情况,定期取样化验,若油质发生变化,氧化生成物过多并超过一定比例时,就应及时更换。

齿轮箱应每半年检修一次,备件应按照正规图纸制造,更换新备件后的齿轮箱,其齿轮啮合情况应符合技术条件的规定,并经过试运转与负荷试验后再正式使用。

4.2.2.5 齿轮箱常见故障及预防措施

齿轮箱的常见故障有齿轮损伤、轴承损坏、断轴和渗漏油、油温高等。

(1) 齿轮损伤。齿轮损伤的影响因素很多,包括选材、设计计算、加工、热处理、安装调试、润滑和使用维护等。常见的齿轮损伤有齿面损伤和轮齿折断两类。

1) 轮齿折断(断齿)。断齿常由细微裂纹逐步扩展而成。根据裂纹扩展的情况和断齿原因,断齿可分为过载折断(包括冲击折断)、疲劳折断及随机断裂等。

2) 过载折断。过载折断总是由于作用在轮齿上的应力超过其极限应力,导致裂纹迅速扩展,常见的原因有突然冲击超载、轴承损坏、轴弯曲或较大硬物挤入啮合区等。断齿断口呈放射状花样的裂纹扩展区,有时断口处有平整的塑性变形,断口副常可拼合。仔细检查可看到材质的缺陷,齿面精度太差,轮齿根部未做精细处理等。在设计中,应采取必要的措施,充分考虑预防过载因素。安装时,防止箱体变形及硬异物进入箱体内部等。

3) 疲劳折断。疲劳折断发生的根本原因是轮齿在过高

的交变应力重复作用下,从危险截面(如齿根)的疲劳源起,疲劳裂纹不断扩展,使轮齿剩余截面上的应力超过其极限应力,造成瞬时折断。在疲劳折断的发展处,是贝纹状扩展的出发点并向外辐射。产生的原因是设计载荷估计不足,材料选用不当,齿轮精度过低,热处理裂纹,磨削烧伤,齿根应力集中等。因此在设计时要充分考虑传动的动载荷谱,优选齿轮参数,正确选用材料和齿轮精度,充分保证加工精度消除应力集中因素等。

4) 随机断裂。随机折断的原因通常是材料缺陷,点蚀、剥落或其他应力集中造成的局部应力过大,或较大的硬异物落入啮合区引起的。

(2) 齿面疲劳。齿面疲劳是在过大的接触应力和应力循环次数作用下,轮齿表面或其表层下面产生疲劳裂纹并进一步扩展而造成的齿面损伤,其表现形式有早期点蚀、破坏性点蚀、齿面剥落和表面压碎等。特别是破坏性点蚀,常在齿轮啮合线部位出现,并且不断扩展,使齿面严重损伤,磨损加大,最终导致断齿失效。正确进行齿轮强度设计,选择好材质,保证热处理质量,选择合适的质量配合,提高安装精度,改善润滑条件等,是解决齿面疲劳的根本措施。

(3) 胶合。胶合是相啮合齿面在啮合处的边界膜受到破坏,导致接触齿面金属熔化而剥离齿面上金属的现象,很可能是由于润滑条件不好或有干涉引起,适当改善润滑条件和及时排除干涉起因,调整传动件的参数,清除局部载荷集中,可减轻或消除胶合现象。

(4) 轴承损坏。轴承是齿轮箱中最为重要的零件,其失效常常会引起齿轮箱灾难性的破坏。轴承在运转过程中,套圈与滚动体表面之间经受交变负荷的反复作用,由于安装、润滑、维护等方面的原因,而产生点蚀、裂纹、表面剥落等缺陷,使轴承失效,从而使齿轮副和箱体产生损坏。据统计,在影响轴承失效的众多因素中,属于安装方面的原因占16%,属于污染方面的原因也占16%,而属于润滑和疲劳方面的原因各占34%,使用中70%以上的轴承达不到预定寿命。因而,重视轴承的设计选型,充分保证润滑条件,按照规范进行安装调试,加强对轴承运转的监控是非常必要的。通常在齿轮箱上设置了轴承温控报警点,对轴承异常高温现象进行监控,同一箱体上不同轴承之间的温差一般也不超过15℃,要随时随地检查润滑油的变化,发现异常立即停机处理。

(5) 断轴。断轴也是齿轮箱常见的重大故障之一。究其原因,是轴在制造中没有消除应力集中因素,在超载或交变应力的作用下,超出了材料的疲劳极限所致。因而对轴上易产生的应力集中因素要给予高度重视,特别是在不同轴径过渡区要有圆滑的圆弧连接,此处的光洁度要求较高,也不允许有切削刀具刃的痕迹。设计时,轴的强度应足够,轴上的键槽、花键等结构也不能过分降低轴的强度。保证相关零件的刚度,防止轴的变形,也是提高可靠性的相关措施。

(6) 油温高。齿轮箱油温最高不应超过80℃,不同轴承间的温差不得超过15℃。一般的齿轮箱都设有冷却器和加热器,当油温低于10℃时,加热器会自动对油池进行加热;当油温高于65℃时,油路会自动进入冷却器管路,经冷却降温后再进入润滑油池。如齿轮箱出现异常高温现象,则要仔细检查,判断发生故障的原因。首先要检查润滑油供应是否充分,特别是在各主要润滑点处,必须要有足够的油液润滑和冷却。再次要检查各传动零部件有无卡滞现象。最后还要检查机组的振动情况,前后连接有无松动等。

4.2.3 联轴器

联轴器有刚性联轴器和柔性联轴器两种。刚性联轴器用在对接性好的两轴连接,在风力发电机组中通常在主轴与齿轮箱低速轴连接处选用,如胀套式联轴器、柱销式联轴器等。柔性联轴器允许两轴有一定相对位移,在发电机与齿轮箱高速轴连接处选用,如膜片联轴器或(双)十字节联轴器。

4.2.3.1 刚性胀套联轴器

胀套连接与一般过盈连接、无键连接相比,具有如下特点:

(1) 制造和安装简单,轴和孔的加工不像过盈配合要求高精度的制造公差。安装胀套也无需加热、冷却或加压设备,只需将螺栓按规定的扭矩拧紧即可,并且调整方便,可以将轮毂在轴上很方便地调整到所需位置。

(2) 有良好的互换性,且拆卸方便。

(3) 可以承受重负载,多个并联使用。

(4) 使用寿命长,强度高。因为它是靠摩擦传动,被连接件没有键槽削弱,也没有相对运动不会磨损。胀套胀紧后,接触面紧密贴合不易锈蚀。

(5) 超载时可以打滑加载保护设备不受损伤。但是如果轴、孔是同种材料,一旦打滑,两者容易产生冷焊胶合不能分开,导致损坏。

图 4.3-61 是一种 Z₀ 型的胀套联轴器结构,适用于轴和轴上零件的连接,传递扭矩、轴向力或两者的复合负载。

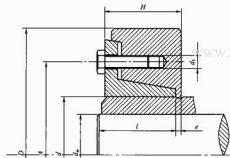


图 4.3-61 胀套联轴器结构示意图

4.2.3.2 柔性联轴器

柔性联轴器主要有万向联轴器和膜片联轴器两种。

(1) 万向联轴器。万向联轴器容许两轴间具有较大角位移和线位移的联轴器,轴间夹角最大可达 $35^{\circ} \sim 45^{\circ}$,而且在运转过程中位移可以随时改变。

为了消除单万向联轴器从动轴转速周期性波动,可以将两个单万向联轴器串联而成为双万向联轴器。

通常,风力发电机齿轮箱输出轴和发电机的转轴之间的位移一般都很小,因此它引起的损失可以忽略,十字铰链式万向联轴器的效率约为 $97\% \sim 99\%$ 。

双十字铰链联轴器。补偿功能很强,线、角位移都能补偿,径向尺寸紧凑。但是主动、从动轴之间有角误差时,从动轴的转速与主动轴不完全一致,运行有扭转变形,易引起相关件疲劳。另外,联轴器各件有相对运动,结构较复杂、笨重,一般用于兆瓦级以下的中小型风力发电机组。

(2) 膜片联轴器。膜片联轴器由前后法兰盘(1)、5)、两组膜片(3)、两端带法兰盘的管壁筒(4)及连接螺栓等组成,见图 4.3-62。两组膜片相当于两个十字铰链,膜片两

端有孔,它们交错与前(后)法兰及连接筒法兰固定连接。膜片在面内拉伸是刚硬的能传递扭矩,在垂直方向,膜片很薄,容易产生弯曲变形,所以能补偿前后法兰轴线的相对位移;若位于同一直径上的两个点,产生同向相等变形是轴向位移,产生相等相反的变形是角位移,若相反不相等是复合位移。联轴器根据传递载荷的大小选用。

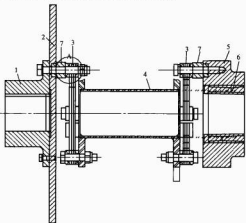


图 4.3-62 膜片联轴器示意图

图 4.3-63 是一种膜片联轴器的组件,联轴器与刹车盘及过载限制器集成在一个组件上。膜片式联轴器的补偿元件是具有弹性的金属片。膜片有两组,两组膜片之间用两端带连接法兰的薄壁筒连接,膜片面内刚度很大,能传递面内的载荷—扭矩。膜片较薄弯曲刚度很小,垂直面的方向易产生局部变形,能补偿各种误差位移,它们的作用相当于两个十字铰链。薄壁筒用复合材料,不但能吸收振动和冲击,本身具有良好的绝缘性能,质量轻,结构效率高。

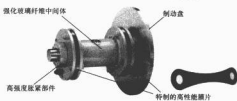


图 4.3-63 带制动盘的膜片联轴器组件

联轴器根据传递载荷的大小选用,承载能力应是最大载荷的 2 倍;疲劳寿命必须大于机组的寿命。

4.2.4 机械制动装置

风力发电机主驱动链上的制动装置既是安全系统又是控制系统的执行机构。制动包括机械制动、气动制动和发电机制动。IEC 61400-1 规定,风电机组必须有一套或更多的制动装置能在任何运行条件下使风轮静止或空转。而丹麦的 DS472 要求更严格,风电机组必须至少有两套独立的制动装置,在任何运行条件下每套都可使风轮静止或进入空转状态,至少有一套是气动制动装置。气动制动装置见本章 3.1.1。

机械制动装置是一种借助摩擦力使运动部件减速或直至静止的装置,按驱动方式可分为气动、液压、电磁及手动等形式。

按工作状态,制动装置可分为常闭式和常开式。常闭式制动装置靠弹簧或重力的作用经常处于制动状态,而机构运

行时,则用人力或松闸器使制动松闸。与此相反,常开式制动装置经常处于释放状态,只有施加外力时才能使其合闸。

在风力发电机组中,为了减小制动力矩,缩小制动装置尺寸,通常机械制动装置装在高速轴上。在结构许可的情况下,也常将机械刹车设在低速轴上,使齿轮箱不受制动力矩的影响。

4.3 电气系统

4.3.1 发电机

风力发电机组中使用的发电机主要有异步发电机和同步发电机两大类。

4.3.1.1 异步发电机

异步发电机有笼型异步发电机和双馈型异步发电机。

(1) 笼型异步发电机。笼型异步发电机的定子结构与一般异步发电机相同,转子为笼型,通常采用风扇冷却方式。发电机具有结构简单、尺寸较小、质量较轻、维护简单等特点;并网不需要同步装置,无失步现象,运行时只需适当限制负荷,并时需要采取限流措施,其控制方式简单;由于风的随机性,风力发电机组通常在额定风速以下运行,为了充分利用低风速段的风能,采用双速异步发电机,即双绕组异步发电机,分别做成4级和6级。这样,当风电机组在低风速段时,通过大、小电动机切换,使发电机具有较高的效率,增加发电量。

(2) 双馈型异步发电机。双馈型异步发电机主要应用于变桨变速型风力发电系统。双馈型异步发电机分有刷和无刷两种。

1) 有刷双馈型异步发电机。有刷双馈型异步发电机的结构类似绕线式感应发电机,定子绕组直接与电网相连,转子绕组与变频器相连,转子绕组由频率、电压可调的低频电源提供三相励磁电流,通常只需要较小功率的变频器就可以实现发电机功率的恒频输出,通过改变励磁电流的幅值和相位就可实现发电机有功、无功功率的独立调节。双馈发电机通常采用风冷或水冷方式。

2) 无刷双馈型异步发电机。无刷双馈型异步发电机在定子侧具有两套极对数不同的绕组,其中一套是功率输出绕组,另一套是控制励磁绕组。

无刷双馈发电机用于变桨变速型风力发电机组时,发电机的控制绕组接双向能量流动变频器,用作交流励磁绕组;功率绕组用于发电。发电机向电网输出功率由两部分组成,一部分直接从功率绕组输出功率;另一部分通过双向变频器从控制绕组输出或者输入功率。转子采用自行闭合的回路结构,两套定子绕组在电路和磁路方面是解耦的,取消了滑环、电刷,弥补了双馈发电机的不足,为发电机维护检修提供了方便,还可以调节功率因数和运行速度。

4.3.1.2 同步发电机

同步发电机有电励磁同步发电机、永磁同步发电机和复合励磁同步发电机。

(1) 电励磁同步发电机。电励磁同步发电机主要应用于变桨变速型风力发电机组。电励磁同步发电机的特点是转子由直流励磁绕组构成,一般采用凸极或隐极结构,发电机的定子与异步电动机的定子三相绕组相似。转子侧通过励磁控制器调节发电机的励磁电流。电励磁同步发电机工作在启动力矩大、频繁启动及换向的场合,定子绕组与变频器连接后实现变速运行。在大型风力发电机组中应用时,在较低转速下,发电机要产生足够大的力矩,因此一般发电机的极对数较多,发电机具有较大

的尺寸和质量。

(2) 永磁同步发电机。永磁同步发电机主要应用于变桨变速型风力发电机组。永磁同步发电机的定子结构与电励磁同步发电机的定子结构相同,转子磁路结构可根据需要选择不同的结构形式,通常按照永磁体磁化方向和转子旋转方向的相互关系,分为切向式、径向式、混合式和轴向式四种。永磁同步发电机主要应用于直驱型风力发电机组,发电机具有较大的尺寸和质量。

(3) 复合励磁同步发电机。复合励磁同步发电机定子部分采用双绕组结构,转子部分采用稀土永磁和辅助励磁绕组结合的复合励磁结构,其磁场由永磁体和电励磁绕组共同产生,两者提供的工作磁通在气隙中并联合成。

复合励磁同步发电机兼顾了永磁同步发电机和电励磁同步发电机的优点,具有无刷化、结构简单、电励磁部分损耗小,并具有永磁同步发电机高效率的特点,通过调节励磁绕组部分来调节磁通,解决了原有永磁同步发电机的调压难题,能满足不同的需求。

4.3.1.3 其他发电机

高压发电机在目前少数风力发电机组中已采用,其结构与常规发电机一样,主要在发电机定子线圈的绕制上采用整条高压电缆,解决高压绝缘问题。使用高压发电机可以降低发电机的铜耗,电压足够高的情况下不需要变压器就可以与电网直接相连。

4.3.2 变频器

变桨变速型风力发电机组中使用的变频器主要有双向PWM交一直一交变频器和单向PWM交一直一交变频器。

4.3.2.1 双向PWM交一直一交变频器

双向PWM交一直一交变频器分为电压型和电流型两类,电压型交一直一交变频器应用较广泛。采用基于发电机定子磁场定向的矢量控制的电压型交一直一交变频器,实现了风力发电机组最大功率跟踪和发电机有功、无功功率的解耦控制,是目前风力发电机组主要采用的形式。传统的电流型交一直一交变频器采用自然换流的晶闸管作为功率开关,其直流感应比较昂贵,而且应用于双馈调速时,在过同步转速时需要换流电路,在低转差率下的性能也比较差,所以在风力发电机组中应用不多。

电压型交一直一交变频器按其结构可以分为两个部分:AC/DC变换器部分和DC/AC变换器部分,它们通过直流侧的电容进行物理连接。

(1) AC/DC变换器控制策略。AC/DC变换器可以工作在整流状态,也可以工作在逆变状态,并且可以运行在指定的功率因数下,其拓扑结构如图4.3-64所示。

AC/DC变频器的控制常采用基于旋转坐标系下的电压外环、电流内环的控制方法。外环采用PI控制环,确保直

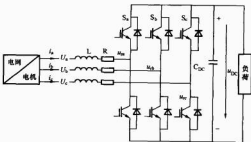


图 4.3-64 AC/DC 变频器拓扑结构

流侧电压的稳定。内环为电流环,实现电流的快速跟踪,为了实现在电流的解耦控制,将电网电压综合矢量定向在 D 轴上,经过坐标变换,则 D 轴电流代表有功电流分量, Q

轴电流代表无功电流分量,通过电网电压前馈和 D 、 Q 轴电流的状态反馈实现电流的解耦控制。AC/DC 变换器的控制框图见图 4.3-65。

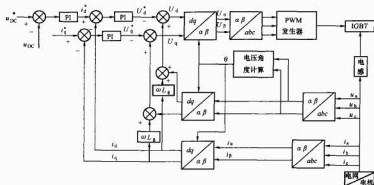


图 4.3-65 AC/DC 变换器的控制框图

(2) DC/AC 变换器的控制策略。DC/AC 变换器输出频率、幅值可调的交流电流,实现发电机定子电压的频率恒定、幅值恒定,实现风力发电机组的变速运行,其控制策略常采用基于发电机定子磁链控制,有功、无功电流双闭环控制策略,通过调节两个电流分量即可分别独立地控制定子的有功功率和无功功率,两者可以实现解耦控制,其拓扑结构如图 4.3-66 所示。

通过对有功、无功电流进行闭环,并加上补偿项可以得到 DC/AC 变换器的输入端电压,应用 SPWM 的调制方法可以得到双馈型风力发电机组系统的控制框图如图 4.3-67 所示。

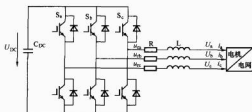


图 4.3-66 DC/AC 变换器拓扑结构图

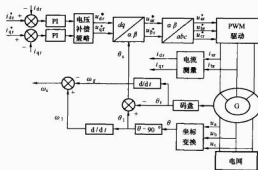


图 4.3-67 双馈型风力发电机组 DC/AC 变换器控制框图
双向 PWM 交—直—交变频器也可用于全功率并网风力发电机组。

4.3.2.2 单向 PWM 交—直—交变频器

单向 PWM 变频器主要应用于直驱型(包括半直驱型)变

桨变型风力发电机组。发电机通常采用多极低速永磁同步发电机,通过交—直—交—交全功率变频器使风力发电机组可以在不同的速度下运行,使之达到最佳运行状态,并且使发电机内部的转矩得以控制,从而减轻传动系统应力。这种拓扑结构的特点是频率和幅值都变化的交流电经过不控整流桥变为直流电后,然后经过直流 boost 升压电路输出电压恒定的直流电压,最后通过 DC/AC 变换器并入电网。通过 boost 升压环节将变频器直流母线电压提高并稳定在合适的范围,使变频器的调制深度适中,提高了运行效率,减小损耗。同时,boost 电路还可以对永磁同步发电机输出侧进行功率因数校正。与 boost 电路相连接的并网变频器,通过矢量控制技术完成并网变频器有功功率和无功功率的解耦控制,有效地控制实现对发电机的功率控制,使风力发电机组运行在最优状态。该系统控制简单,控制方法灵活,开关管利用率高,变频器有输入电压稳定,逆变效果好,谐波含量低,经济性好的优点。

(1) DC/DC 升压器控制策略。DC/DC 升压器是将整流电路输出的波动电压变换成稳定的直流电压,具有升压和稳压的作用,其拓扑结构如图 4.3-68 所示。

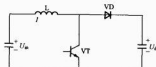


图 4.3-68 DC/DC 升压器拓扑结构

DC/DC 升压器的控制常采用双闭环结构,电压给定值为外环,内环为电流环。外环采用 PI 控制,确保直流侧电压的稳定。内环为电流环,实现电流的快速跟踪。DC/DC 升压器控制框图如图 4.3-69 所示。

(2) DC/AC 变频器的控制策略。DC/AC 变频器工作在逆变状态,并且可以运行在指定的功率因数下,其拓扑结构

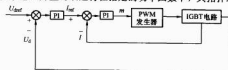


图 4.3-69 DC/DC 升压器控制框图

参见图 4.3-66 所示。

DC/AC 变频器的控制通常采用基于同步旋转坐标系下的功率外环、电流内环的控制方法。外环采用 PI 控制环，确保功率控制的准确性，其中功率给定值取决于当前风速及发电机转速。内环为电流环，实现电流的快速跟踪。为了实现电流的解耦控制，将电网电压综合矢量定向在 D 轴上，经过旋转坐标变换，则 D 轴电流代表有功电流分量，Q 轴电流代表无功电流分量，通过电网电压前馈和 D、Q 轴电流的状态反馈实现电流的解耦控制。DC/AC 变频器的控制框图与图 4.3-67 相同。

4.3.3 发电机—变流器组合

变桨变速型风力发电机组中发电机和变流器可以有不同的组合方式。

4.3.3.1 双馈发电机与双向 PWM 交—直—交变流器组合

双馈型变桨变速型风力发电机组采用双向馈发电机和双向 SPWM 变流器。采用绕线式双馈发电机，风速的变化引起发电机转速的变化，要想定子侧恒频恒压输出，就必须控制转子电流频率的变化，使定子侧频率维持恒定。

当风速变化引起发电机转速 n 的变化时，控制转子电流的频率 f_2 ，可使定子频率恒定，即应满足

$$f_1 = pf_m + f_2 \quad (4.3-115)$$

$$f_m = n/60$$

式中： f_1 为定子输出频率（与电网频率一致）； f_2 为转子电流频率； f_m 为发电机转子机械频率； p 为发电机电极对数。

当发电机的转速 n 小于定子旋转磁场的转速 n_1 时，即 $n < n_1$ ，处于亚同步状态，此时，变流器向发电机转子提供交流励磁，发电机由定子向电网输出电能，式（4.3-115）取正号；当 $n > n_1$ 时，处于超同步状态，此时发电机同时由定子和转子向电网输出电能，变流器的能量流向逆向，式（4.3-115）取负号；当 $n = n_1$ 时，处于同步状态，此时发电机作为同步电动机运行， $f_2 = 0$ ，变流器向转子提供直流励磁。由此可见，当发电机转速 n 变化时，即 pf_m 变化时，若控制 f_2 相应变化，可使 f_1 保持恒定不变，即与电网保持一致，实现变速恒频控制。

通过控制转子侧变流器输出电流的幅值、频率、相位，确保发电机输出电压恒频恒压。同时采用矢量控制技术，实现发电机有功功率、无功功率独立调节。调节有功功率可以调节发电机转速，使双馈发电机可以工作在次同步速、同步速、超同步速的发电运行工况，实现最大风能捕获的追踪控制；调节无功功率可调节电网功率因数，提高风电机组及电网、静态运行稳定性。变流器为四象限双向变流器，按

其拓扑结构主要可分为交—交变流器、交—直—交变流器和矩阵变换器 3 种类型，控制方法有矢量控制、直接转矩控制、多标量控制等，控制原理如图 4.3-70 所示。

目前，双馈风力发电机组通常采用带速度传感器的有刷双馈发电机，测速传感器、电刷以及滑环给维护和可靠性带来较多问题。



图 4.3-70 双馈型风力发电机控制原理

4.3.3.2 励磁同步发电机与交流励磁变流器组合

转子侧通过励磁控制器调节发电机的励磁电流以控制发电机定子侧的输出电压幅值，通过全功率变流器与电网相连，可灵活控制系统的电压和频率，使发电机的工作频率和电网频率相互独立。采用多极绕线式同步发电机的风力发电机组可增加稳定性，获得更好的电能质量。另外，同步发电机在运行时既能输出有功功率又能提供无功功率，制造工艺也比较成熟，价格相对便宜。该技术原理如图 4.3-71 所示。这是通直驱型变桨变速风力发电机组采用的一种组合方式。

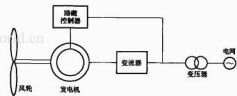


图 4.3-71 励磁直驱型风力发电机组控制原理

4.3.3.3 永磁同步发电机与全功率交—直—交变流器组合

发电机采用多极低速永磁同步发电机。通过控制交—直—交全功率变流器，使风力发电机组可以在不同的速度下运行，并且使发电机内部的转矩得以控制，从而减轻传动系统应力。通过对变流器电流的控制，就可以控制发电机转矩，而控制电磁转矩就可以控制风力发电机组的转速，使之达到最佳运行状态。该技术原理如图 4.3-72 所示。

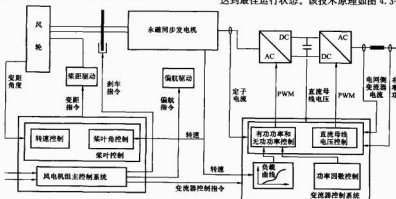


图 4.3-72 永磁直驱型风力发电机组控制原理

变流器与永磁同步发电机组有以下几种主要组合形式:

- (1) 加无功补偿装置的晶闸管变流器 (SCR) 如图 4.3-73 所示。

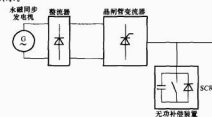


图 4.3-73 晶闸管变流器加无功补偿框图

- (2) 直流环电压变化的 SPWM 电压源型变流器, 如图 4.3-74 所示。

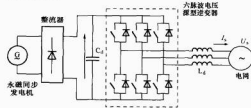


图 4.3-74 直流环电压变化的 SPWM 电压源型变流器框图

- (3) 直流环电压稳定的 SPWM 电压源型变流器, 如图 4.3-75 所示。

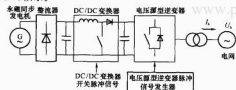


图 4.3-75 直流环电压稳定的 SPWM 电压源型变流器框图

- (4) PWM 整流器与后接电压源型 PWM 变流器, 如图 4.3-76 所示。

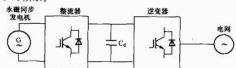


图 4.3-76 PWM 整流器加后接电压源型 PWM 变流器框图

- (5) 电流源型变流器 CCI, 如图 4.3-77 所示。

上述组合方式中, 晶闸管变流器加无功补偿装置的方案

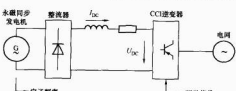


图 4.3-77 电流源型变流器 CCI 框图

控制复杂, 开关管利用率低, 电流谐波含量大, 不适合现代电力要求, 一般不采用; 直流环电压变化的 SPWM 电压源型变流器方案控制简单, 在交流电网稳定性很好时采用, 成本低, 深度调制时开关管利用率低, 峰值电流高, 传导损耗大, 半导体管成本高; 直流环电压稳定的 SPWM 电压源型变流器方案中间带有升压稳压的 DC/DC 环节, 将直流输入电压等级提高, 控制简单, 开关管利用率提高, 变流器有恒压输入, 变流效果好, 谐波含量低, 经济性好。可用于电网稳定性不是很好的系统或者孤立系统; PWM 整流器后接电压源型 PWM 变流器方案利用 PWM 整流器对发电机定子电流进行控制, 可以最好利用发电机特性, 控制性能好, 控制复杂, 谐波小, 成本高; 电流源型变流器方案采用电流源型变流器, 调制方法比较复杂, 开关管要求高, 一般不采用。

4.3.3.4 异步发电机与矢量型变流器

该机型将异步笼型发电机和矢量变频器结合在一起, 由于笼型异步发电机结构简单、廉价, 且无需像双馈发电机那样使用闭环, 其原理如图 4.3-78 所示。

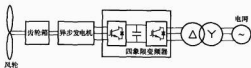


图 4.3-78 异步发电机与矢量型变流器原理

该机组通过改变定子同步频率的方式实现并网发电, 具有以下特点: 无集电环, 可靠运行, 长寿命, 适合于海上风电场; 发电机简单, 且易于制造、价格非常低廉; 低风速时可作电动机运行。

4.4 偏航系统

偏航系统主要用于风轮对风, 以便最大限度地吸收风能。偏航系统有被动偏航系统和主动偏航系统两种。被动偏航系统是当风轮偏离风向时, 利用风压产生绕塔架的转矩使风轮对准风向, 如果是上风向, 则必须有尾舵; 如果是下风向, 则利用风轮偏离后推力产生的恢复力矩对风。但对大型风力发电机组很少采用被动偏航系统, 被动偏航系统不能实现电缆自动解扭, 易发生电缆过扭故障。

4.4.1 偏航系统组成

主动偏航系统主要由偏航轴承、偏航驱动装置、偏航制动装置 (阻尼器)、偏航传感器、电缆限扭开关等组成, 见图 4.3-79。

(1) 偏航轴承。偏航轴承有滑动轴承和滚动轴承两种。滑动轴承由偏航盖板、回转盘、偏航滑板等组成, 见图 4.3-80。盖板连于机舱, 回转盘连于塔架, 滑板连于盖板而将回转盘的一部分卡在中间, 因此机舱可沿回转盘转动而不会与其脱离。盖板、滑板与回转盘之间都衬有减磨材料, 以减小摩擦和磨损。该轴承的优点是生产简单, 与滚动轴承相比其摩擦力大且能调节, 可以省却偏航阻尼器和偏航制动装置, 整个系统成本低; 其缺点是偏航驱动功率比滚动轴承大, 机构可靠性较差。

滚动轴承属回转轴承, 由内、外环和滚动体组成。动环 (可以是内环或外环) 连于机舱, 静环连于塔架, 静环作为驱动环有轮齿, 采用滚动偏航轴承时, 不采用独立的驱动

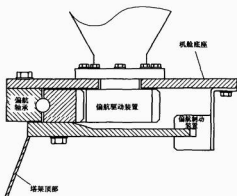


图 4.3-79 主动偏航系统

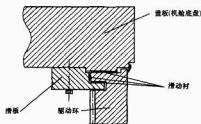
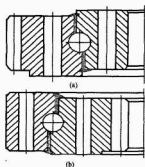


图 4.3-80 滑动回转轴结构

环，而是集成在轴承上。风力发电机组的偏航系统有外驱动和内驱动之分，外驱动驱动环是外齿，内驱动的是内齿，因此内、外驱动用轴承不同。外驱动轴承以外环作驱动环，轮齿在外环上，安装时内环与机舱，外环和塔分别用螺栓连接，驱动小齿轮位于塔架之外；内驱动用的则相反，见图 4.3-81。

图 4.3-81 偏航齿圈结构
(a) 外齿形式；(b) 内齿形式

采用滚动轴承时，系统必须有制动和阻尼装置，因此成本较高，其优点是可靠性高，偏航驱动功率较小。

(2) 偏航驱动装置。偏航驱动装置用于提供偏航运动的动力。驱动装置一般由驱动电动机或液压马达、减速器、驱动齿轮、轮齿间隙调整机构等组成。由于偏航速度低，驱动装置的减速器一般选用多级行星减速器或蜗轮蜗杆与行星串联减速器；驱动装置的结构见图 4.3-82。

偏航驱动齿轮要与偏航驱动环（轮齿）匹配，驱动器的

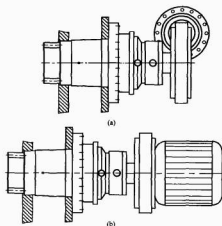


图 4.3-82 偏航驱动装置结构

(a) 驱动电机偏航装置；(b) 驱动电机直接安装

驱动转矩必须大于最大阻力矩。阻力矩包括偏航轴承的摩擦力矩、阻尼机构的阻力矩、风轮气动阻力矩和质量偏心形成的偏航阻力矩以及风轮的哥氏力矩等。

(3) 偏航制动装置和阻尼器。偏航制动装置主要用于风电机组不偏航时，避免机舱因偏航干扰力矩而做偏航摆动运动，防止损伤偏航驱动装置。偏航阻尼器是用于保证偏航运动平稳。当偏航系统使用滑动轴承时，因其摩擦阻力矩比偏航干扰力矩大得多，故一般不需要另外配置制动装置和阻尼器。偏航制动装置和阻尼器仅在使用滚动偏航轴承的偏航系统上应用。偏航制动装置有集中式、分散式、主动式和被动式几种类型。

集中式一般使用类似于风轮的圆盘式机械制动装置，用固定圆环代替旋转圆盘，固定夹钳代替随机舱运动的夹钳。机舱静止时全部夹钳施加全部夹紧力起制动作用，偏航时部分夹钳释放而部分夹钳施加部分夹紧力起阻尼作用。

分散式是使用数量多达十几乃至几十个小的被动式阻尼器。阻尼器由摩擦块、压力弹簧、压力调节螺杆和壳体组成，见图 4.3-83。

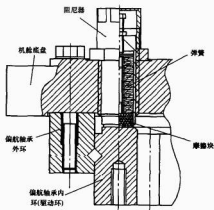


图 4.3-83 分散式制动装置示意图

偏航静止时，它们的摩擦力矩足以抵消干扰力矩，起到制动作用，而在偏航中则起到阻尼作用，其优点是不需要驱

动,成本低;缺点是维修工作量大,需经常检查调整。

(4) 偏航传感器。偏航传感器用于采集和记录偏航位移。位移一般以当地北向为基准,有方向性。传感器的位移记录是控制器发出电缆解扭(解捻)指令的依据。

偏航传感器一般有两种类型:一类是机械式传感器,传感器有一套齿轮减速系统,当位移到达设定位置时,传感器即接触触点(或行程开关)启动解扭程序解扭;另一类是电子式传感器,由控制器检测两个在偏航齿环(或与其啮合的齿环)近旁的接近开关发出的脉冲,识别并累积机舱在每个方向上转过的净齿数(位置),当达到设定值时,控制器即启动解扭程序解扭。

(5) 电缆限扭开关。由于风电机组偏航运动的方向是随机的,当偏航角积累到一定程度时,导致机舱和塔架之间的电缆发生扭绞。设置电缆限扭开关,一般在偏航系统中设置与方向有关的偏航传感器或行程计数装置;需要自动记录电缆的扭绞角度,当达到设定值时,控制器向偏航系统发出解扭指令解扭;对于主动偏航系统一般分为初级解扭和终极解扭。初级解扭是在一定的条件下进行的,和风速相关,不同的风速范围设定的允许扭绞角度不同。对于被动偏航系统在达到扭绞角设定值时,应停机报警,进行人工解扭。

由电缆限扭开关设置的偏航位移要比程序设置的大一些。开关一般是装在于塔架壁上的拉线开关,其拉线系在电缆束上,随偏航而在其上缠绕,当拉线缠绕到电缆束上的长度达规定值时,开关被拉断。因开关在机舱安全链电路中,电路断开机组安全系统即控制机组停机。

4.4.2 有适当的阻尼

偏航系统在风电机组偏航时必须具有合适的阻尼力矩,以保证偏航平稳启动和停止。偏航系统的设计要求使风轮准定位。阻尼力矩的大小要根据机舱和风轮绕塔架轴线的惯性矩来确定。

4.4.3 限制偏航转速

在风轮旋转时偏航会产生陀螺力矩,陀螺力矩使风电机组的附加载荷增加,尤其是叶片。陀螺力矩大小与作用在部件上的哥氏力与偏航速度成正比,因此一般偏航速度都很小,见表4.3-5。

表 4.3-5 偏 航 转 速 值

风力发电机组功率 (kW)	100~	250~	500~	800~	1200~
	200	350	700	1000	1500
偏航转速 (r/min)	≤0.3	≤0.18	≤0.1	≤0.092	≤0.085

4.4.4 实施偏航制动

为避免湍流及风轮叶片受力不平衡所产生的偏航力矩而引起的机舱左右摆动。应采用偏航制动器(或阻尼器)来遏制产生偏转振荡位移;否则会引起驱动小齿轮与驱动环轮齿齿间的来回撞击,使轮齿和小齿轮轴承承受很大的交变载荷,引起轮齿和轮轴过早疲劳失效。

偏航轴承部分的计算方法参照 DIN281 或 JB/T 2300—1999《回转支承》来进行,偏航轴承必须进行密封。轴承强度分析时应考虑:①在静态计算时,轴承的板端载荷应大于静态载荷的 1.1 倍;轴承的寿命应按风力发电机组的实际运行载荷谱计算。②齿圈材料在 -30℃ 条件下要进行 V 形切口冲击能量试验,其三次试验平均值不小于 27J。

4.5 控制系统

4.5.1 基本功能

大型风力发电机组控制系统的主要功能是实现正常运行

控制、参数监测和监控以及安全保护和处理。

(1) 正常运行控制。正常运行控制包括风力发电机组待机状态、自动启动、自动对风、自动解缆、自动停机、暂停、发电机除湿加热、液压油泵自动启停、齿轮油泵自动启停、齿轮油加热器或冷却器启停等。

1) 待机状态。在待机状态下,控制系统已做好并入电网的准备;机械制动已松开,叶尖已收回或变桨机构处于最佳状态,风轮处于对风状态,液压系统的压力、风况、电网和机组的所有状态参数均在控制系统检测之中。当风速满足条件时,风电机组转速开始上升,发电机即可并入电网。

2) 自动启动。风力发电机组在正常启动前,控制系统对电网、风况和机组的状态进行检测,检测到当前的状态满足启动条件时,风力发电机组开始自动启动。

3) 自动对风/解缆。偏航控制系统主要由偏航测量、偏航驱动传动部分、扭缆保护装置三大部分组成,主要实现两个功能:一是使机舱跟踪变化稳定的风向即自动对风;二是由于偏航的作用导致机舱内部电缆发生缠绕而自动解除缠绕即自动解缆。

由风向标跟踪风向的变化对偏航控制设定优先级,优先级从小到大依次为:风向标控制的自动偏航、中央控制室控制偏航、控制面板偏航和顶部机舱偏航。

解缆系统是当电缆发生缠绕时根据扭缆传感器的信号自动解缆。解缆系统分为扭缆传感器控制的自动解缆和扭缆开关控制的安全链保护两种,参见本章 4.4。

4) 自动停机/暂停。当机组发生故障时或机组各部件受到某种限制时(如风速超过一定值),必须进行自动停机。控制系统按照发生故障的类型和严重程度,分别进行紧急停机、安全停机或正常停机。当并网运行的风电机组由于风速较小导致机组运行在小功率或负功率状态时,控制系统仅给出脱网指令,机械制动装置不动作,机组处于自由转动状态即暂停状态。当风速再次满足系统要求时,控制系统将机组再次并入电网运行。

5) 自动并网/脱网。当机组自动启动后,检测发电机转速接近并网转速时,控制系统发出启动并网指令,按程序并入电网。同理,当机组实现停机或暂停时,控制系统发出脱网指令,机组脱网。

此外,液压油泵、齿轮油泵自动启停控制、齿轮油加热器或冷却器启停控制、发电机除湿加热控制、机械制动控制以及各种状态检测控制较为简单,这里不再赘述。

(2) 参数监测及监控。参数监测和监控包括电力、风力参数以及液压系统状况、偏航系统状况、发电机并网等环节工作状态;一般配置通信接口进行中央控制室监控和远程监控,监测运行状态和故障情况,收集机组运行数据,对机组发出控制指令。

1) 电力参数。风力发电机组需要监测的电力参数主要包括电网三相电压、发电机输出的三相电流、电网频率、发电机功率因数、有功功率、无功功率。在测量电压时,主要检测电网冲击、过电压、电网电压等情况,在测量电流时主要检测电流跌落、过电流、三相不平衡等情况。

2) 风力参数。风力发电机组需要监测的风力参数主要是风速和风向。风速通过机舱外的风速仪测得,风向通过机舱外的风向标测得,主要测量风向与机舱中心线的偏差角。

(3) 安全保护及处理系统。安全保护及处理系统是确保风电机组运行过程的安全性及可靠性,主要包括风电机组发生故障时进行制动保护、独立于计算机的安全链保护、器件本身的保护、接地保护以及防雷保护等。

4.5.2 失速型风力发电机组控制系统

失速型风力发电机组控制系统除具备4.5.1描述的基本功能外,还需具备软并网控制和无功功率补偿控制等功能。

(1) 软并网控制。软并网控制是失速型风力发电机组控制系统的一个重要环节。由于风力发电机组采用笼型异步发电机,并入电网时,若不采取限流措施将会对风电机组和电网造成强大的冲击,冲击严重时不仅引起系统电压的下降,而且可能对发电机和机械部件(如塔架、齿轮箱)造成损坏。因此,采用软并网控制技术可以限制发电机在并网时的瞬态电流,以免对电网造成过大的冲击。

软并网控制装置通常采用双向晶闸管或晶闸管反并联方式,其控制采取开环软并网和闭环软并网两种方式。开环软并网是在并网开始时设置一定的初始较大的控制角,即相应的初始输入电压,较大的控制角对应较低的初始电压,电机开始并网后按一定的规律线性减小控制角,直至晶闸管完全导通从而使电机电压平稳上升,将并网冲击电流限制在2倍电机额定电流以内。闭环软并网即限流式软并网,主要以电动机的定子电流作为晶闸管控制角变化的根本依据,通过采样电动机定子电流,并与电流限值进行比较,得出相应的电流偏差值,经过数字PI调节算法,计算出所需要的晶闸管触发角的调整量。两种方式晶闸管完全导通后,转速超过同步转速进入发电状态,旁路接触器将双向晶闸管短路,风电机组进入正常运行阶段。

(2) 无功功率补偿控制。无功功率补偿控制是失速型风力发电机组控制系统特有的技术之一。由于风力发电机组采用的是异步发电机,必须从电网吸收无功功率进行励磁,同时定子和转子漏磁也要消耗无功功率。对电力系统来说,无功功率主要影响电网电流,增加线路损耗。当电网提供的无功功率不足时,会对电网的质量造成影响。因此,进行适当的无功功率补偿可以提高功率因数,改善风电机组供电质量具有重要的意义。通常采用并联电容器的方法进行无功补偿,分多级进行补偿。电容的投切方法可以采用静态无功补偿或动态无功补偿。静态无功补偿通常采用机械接触器投切的方式,控制较为简单;而动态无功补偿的方式采用无触点投切的方式,控制精确,能快速无冲击地将电容器接入电网,大大减少了投切时的冲击电流,是一种较好的补偿方式。

4.5.3 变桨变速型风力发电机组控制系统

与失速型风力发电机组相比,变桨变速型风力发电机组在跟踪最大风能捕获、传动系统与电网的柔性连接、提高风电机组发电效率等方面具有良好的性能,是目前风力发电机组的主流机型,其控制系统除具备4.5.1描述的基本功能外,还需具备变桨距控制和最佳尖速比控制等功能。

(1) 启动特性控制。风力发电机组在启动前,叶片的桨距角为 90° ,此时气流对叶片不产生力矩。当风速达到切入风速时,叶片由 90° 向 0° 方向转动,控制系统将叶片定位到接近 45° ,此位置能获得较大的启动转矩。启动后,随着发电机转速的增加,转速控制器按一定的速度上升斜率给出速度参考值,并计算出桨距角给定值,变桨距系统根据给定值,调整桨距角,进行速度控制,实现风电机组的平滑启动,直到发电机转速增加到并网转速值,如图4.3-84所示。

(2) 恒功率闭环控制。当风速高于额定风速的任意风速下,通过功率控制器调节叶片桨距角,来调节风力发电机组的功率系数,将功率输出限制在允许的范围之内,即用功率误差作为功率控制器的被控量,用叶片桨距角的变化量作为控制量。

控制时,通过电量采集测出当前风电机组输出功率与给定功率的偏差 ΔP ,将功率偏差 ΔP 作为PI调节器的输入



图 4.3-84 机组启动过程中变桨限速控制框图

量,调节器根据 ΔP 发出改变叶片桨距角 $\Delta\beta$ 的命令,即新的桨距角要求为 $\beta_{\text{new}} = \beta_0 + \Delta\beta$,其中 β_0 为叶片在某一风速下的桨距角。这一桨距角限制在 $-2^\circ \sim 90^\circ$ 范围内,调节器在这一范围内,按照新的桨距角要求调节风力发电机组叶片。

(3) 最佳叶尖速比控制。从风力发电机组功率系数曲线 $C_p-\lambda$ (如图4.3-85所示)可知,总有一个对应着最佳功率系数 $C_{p_{\text{max}}}$ 的最佳叶尖速比 λ_{opt} ,风能转换效率最高,即对应一个风速 v ,风力发电机组只有运行在一个特定的转速 ω_r 下才会有最高的风能转换效率。

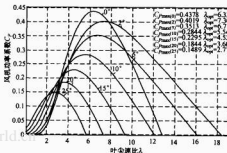


图 4.3-85 $C_p-\lambda$ 曲线

一般变桨变速风力发电机组在额定风速以下运行时实施最佳叶尖速比控制。风力发电机组按风速—转速曲线控制, P_{ref} 的给定参考值随转速变化,由转速反馈算出。 P_{ref} 以计算值为依据,连续控制发电机输出功率,使其跟踪 P_{ref} 曲线变化。

随着风速增大,转速也增大,当达到额定值时,风力发电机组进入恒功率控制。

4.6 安全系统

4.6.1 安全链

安全系统在功能上是独立的。在执行时它与控制系统紧密相连,如刹车,既是一个控制系统的执行机构,也是安全系统的执行机构。一般的保护功能实际上是由控制系统完成的。

但是处理有危机组安全的紧急保护功能却是由独立与控制系统的的功能链实施的。安全链处理的紧急保护一般包括以下内容:

- (1) 风轮(风电机)超速。
- (2) 发电机超功率。
- (3) 机舱超振动。
- (4) 电缆过扭。
- (5) 风轮与发电机转速失配。
- (6) 控制器失效。
- (7) 紧急按钮触发等。

安全链在物理上是一条串连许多常闭触点的电路,每个触点代表一个需要实施紧急保护的状态,只要有一个触点打

开, 电路即断电, 紧急保护程序马上被触发。

4.6.2 在线监测系统

风力发电机组一般采用在线监测系统来实现对风力发电机组的总体运行性能进行预测和优化, 保障风力发电机组可靠运行, 提高风力发电机组使用寿命。在线监测系统包括:

(1) 气象监测。通过传感器采集风速、风向、环境温度、气压、湿度、降雨量等数据, 其中风速、风向信号直接传递到监测系统中, 其他数据可用于进行发电量短期预测。

(2) 叶片监测。通过传感器测量叶片的载荷和振动等数据, 监测叶片可能造成的损伤, 分析叶片的疲劳程度。

(3) 机舱监测。通过传感器测量机舱振动频率、主轴旋转频率、叶片通过频率、主轴频率、齿轮箱输入轴轴承频率和齿轮啮合频率等。除了振动频率检测外, 还要检测温度和油压。温度主要包括齿轮箱油温度、发电机温度、轴承温度、环境温度和控制柜温度等。油压主要包括齿轮箱油压和液压系统油缸压力等。

4.6.3 防雷系统

防雷系统 (LPS) 由外部防雷系统和内部防雷系统组成。外部防雷系统指由接闪器、引下线装置组成防直击雷的系统。内部防雷系统指在需要防雷电的电磁脉冲干扰空间内采取的一切措施。

防雷系统设计原则是选择适宜的保护等级以便在最大允许条件下, 通过所采取的保护措施, 减小直接雷击对风力发电机组造成破坏的风险。根据对电磁条件的要求将整个风力发电机组分成若干防雷区, 对不同的防雷区应采取与其相适应的措施。

4.6.3.1 防雷系统组成

防雷区的任务是将电磁场和来自发射源的电磁骚扰减小到限值。根据 IEC 61312-1 指标, 防雷区分为 LPZ0A、LPZ0B、LPZ1、LPZ2 四个区。

(1) LPZ0A 区内的物体可能遭到直接雷击, 因此可能传导全部雷击流。该区内的电磁场没有衰减。

(2) LPZ0B 区内的物体不会遭到直接雷击, 但该区内的电磁场没有衰减。

(3) LPZ1 区内的物体不会遭到直接雷击, 区内所有导体的电流比 LPZ0B 区进一步减小, 电磁场也可能衰减, 这取决于屏蔽措施。

(4) LPZ2 区是后续防雷区, 用于进一步减小所导引的电流和/或电磁场。

4.6.3.2 塔架基础防雷装置

基础接地体的设计应符合 GB 50057 或 IEC 61024-1 的规定。但应注意, 当塔架用放入混凝土内的预应力拉桩螺栓固定时, 不应将这些元件用于接地目的。

塔底直径不超过 3m 时, 从基础接地体到塔架钢结构应至少有两处相连接; 对于更大的塔底直径应至少有三处相连接。

基础接地体应是可延伸的, 以便必要时连接环形接地体或者连接已有的接地设施 (风电场、配电系统), 其接地体应符合 GB 50074 或有关标准的要求。

基础接地体和/或环形接地体的端部接线夹应进入塔架内部, 并连接到一个有适当标记的等电位连接带。

4.6.3.3 机舱防雷装置

钢结构的机舱底座, 为舱内机械提供了基本的接地保护。若没有直接与机舱底座连接的部件, 可与接地电缆相连。机舱后部若安装避雷针, 高度应在风速、风向仪之上。机舱底座通过电缆与塔架连接, 塔架与地面控制柜通过电缆

与埋入基础内的接地系统相连。

通常机舱内的齿轮箱和发电机通过机舱底座的连接螺栓与接地装置保持良好地连接。机舱中其他部件的连接包括电气部件 (调节器、开关装置、金属开关) 的所有部件应在电气上相互连接并与机舱底座连接。

4.6.3.4 叶片防雷装置

失速型风力发电机组叶片防雷保护是通过安装在叶尖上的雷电接收器并借助于叶尖气动制动作为传导系统来实现的。制造叶片时在叶尖部分预先埋设导体网作为接闪器, 并与叶片内部作为引下线的钢丝绳或铜导线连接, 也可在雷电经常击中的叶尖部位安装一个金属销, 并与导体网相连。在叶片根部, 用编织导线将钢丝绳与轮毂连接。当闪电击中叶片时, 雷电流通过金属销、导体网、钢丝绳、编织导线传到轮毂。从风轮到机舱底座, 是通过电刷和集电环来连接的。雷击时, 连接主轴与轴承座的电刷与轴承座的电刷可将瞬态电流不经过轴承而安全地转移到机舱底座进入接地网。风轮叶片安装设引下线, 以便确定保护等级的雷电流经由轮毂或机舱罩安全导引下去。

4.6.3.5 电气控制系统防雷装置

控制系统一般对主电路电网输入端、二次回路电路电路输入端、通信线路分别采取防雷措施。一般采用瞬态吸收电路加以保护。特别是风力发电机组运行在沿海附近或海上, 控制系统防雷设计尤为重要, 通常需要专门进行针对性设计。

4.7 液压系统

液压系统是为液压执行元件提供动力。风力发电机组中根据执行元件要求系统提供的压力性质, 分为开关型、程序型和恒型, 不同类型系统的组成也不同。叶尖制动装置需要开关型系统, 因为液压系统的油缸需要的是压力的有无, 制动时释放, 无制动时施加。系统中的控制元件是二位二通阀。机械制动一般也是开关型, 但是有的机组为了降低机械冲击, 减轻结构载荷, 采用分级制动或按给定的连续减压规律制动, 则要求的是程序型, 系统中的控制元件用比例减压阀。对于变桨系统同液压油缸需要压力方向和流量都要实时变化的压力油, 系统中的控制元件是比例换向阀。

4.7.1 开关控制型液压系统

绝大多数失速型风力发电机组的液压系统是典型的开关型液压系统。通常它由两个压力保持回路组成。一路供给叶尖制动, 另一路供给机械制动, 见图 4-3-86。它们的功能是使制动机构始终保持有效的压力。当需要停机时, 两回路中的电磁阀先后失电电压, 叶尖制动一路泄压在先, 叶尖动作; 稍后, 机械制动一路油缸中的压力油泄出或开始泄流, 制动夹钳的闸轮在碟簧恢复力驱动下, 压到制动盘上实施制动, 使风轮停止转动。在两个回路中各装有两个压力传感器, 以指示系统压力, 控制液压泵补油保持回路压力在规定的范围内, 并指示制动机构的状态。

如图 4-3-86 所示, 由于偏航系统也引入了液压回路, 它由三个压力保持回路组成。图中左侧是气动制动压力保持回路, 压力油经油泵 2、精滤油器 4 进入系统, 溢流阀 6 用来限制系统最高压力。开机时, 电磁阀 12-1 接通, 压力油经单向阀 7-2 进入蓄能器 8-2, 并通过单向阀 7-3 和旋转接头进入气动制动油缸。压力开关 9-2 由蓄能器的压力控制, 当蓄能器压力达到设定值时, 开关动作, 电磁阀 12-1 关闭。运行时, 回路压力主要由蓄能器保持, 通过液压油缸上的钢索拉住叶尖扰流器, 使之与叶片主体紧密结合。

电磁阀 12-2 为停机阀, 用来释放气动制动油缸的液压

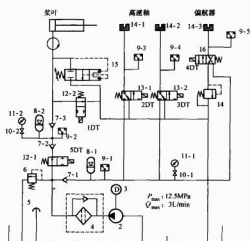


图 4.3-86 变速型风力发电机组的液压系统

1—油箱；2—油泵；3—电动机；4—精滤油器；5—油位指示器；6—溢流阀；7—单向阀；8—蓄能器；9、15—压力开关；10—节流阀；11—压力计；12—电磁阀（1）；13—电磁阀（2）；14—制动夹钳；16—电磁铁（3）

油，使叶尖扰流器在离心力作用下滑出；压力开关 15 用于超速保护，当风轮飞车时，离心力增大，通过活塞的作用，使回路内压力升高；当压力达到一定值时，压力开关开启，压力油流回油箱。压力开关不受控制系统的指令控制，是独立的安全保护装置。

图 4.3-86 中间是两个独立的高速轴制动器回路，通过电磁阀 13-1、13-2 分别控制制动器中压力油的进出，从而控制制动器动作。工作压力由蓄能器 8-1 保持。压力开关 9-1 根据蓄能器的压力控制油泵电动机的停/启。压力开关 9-3、9-4 用来指示制动器的工作状态。

图 4.3-86 右侧为偏航系统回路，偏航系统有两个工作压力，分别提供偏航时的阻尼和偏航结束时的制动力，工作压力仍由蓄能器 8-1 保持。由于机舱有很大的惯性，调向过程必须确保系统的稳定性，此时偏航制动器用作阻尼器。工作时，4DT 得电，电磁阀 16 左侧接通，回路压力由溢流阀保持，以提供调向系统足够的阻尼；调向结束时，4DT 失电，电磁阀右侧接通，制动压力由蓄能器直接提供。

4.7.2 比例控制型液压系统

变桨变速型风力发电机组的液压系统是典型的比例液压系统，因为变桨距需要实时调节系统中的控制元件是比例阀。比例控制和伺服控制类似，完成实时控制，只是控制精度稍差，但是对于风力发电机组是足够的。它具有控制原理简单、足够的控制精度、抗污染能力强、价格适中，在变桨距风力发电机组中得到普遍应用。

比例阀是在普通液压阀基础上，用比例电磁铁取代的调节机构及普通电磁铁构成的。采用比例放大器控制比例电磁铁就可实现对比例阀进行远距离连续控制，从而实现对液压系统压力、流量、方向的无级调节。

当比例控制系统中有反馈时可实现精度较好的闭环控制。风力发电机组变距系统都有桨距反馈信号，是闭环控制。

图 4.3-87 为变桨变速型风力发电机组的液压系统。它由两个压力保持回路组成。一路由蓄能器通过电液比例阀供给叶片变距油缸；另一路由蓄能器供给高速轴上的机械制动装置。

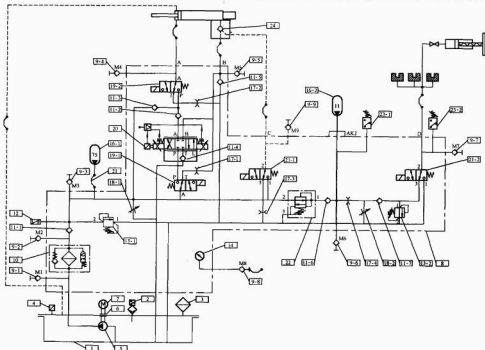


图 4.3-87 变桨变速型风力发电机组的液压系统

1—油箱；2—油位开关；3—空气滤清器；4—温度传感器；5—油泵；6—联轴器；7—电动机；8—主阀块；9—压力测试口；10—滤油器；11—单向阀；12—压力传感器；13—溢流阀；14—压力表；15—压力表接口；16—蓄能器；17—节流阀；18—可调节流阀；19、21—电磁阀；20—比例阀；22—减压阀；23—压力开关；24—先导停止阀

在图 4.3-87 中,油泵 5 为变距回路和制动器回路所共有,安装在油箱油面以下并通过联轴器 6,由油箱上部的电动机驱动,泵的流量变化根据负荷而定。油泵由压力传感器 12 的信号控制。当泵停止时,系统由蓄能器 16 保持压力。系统的工作压力设定范围为 $(130 \sim 145) \times 10^5 \text{ Pa}$ 。当压力降至 $130 \times 10^5 \text{ Pa}$ 以下时,泵启动;在 $145 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时,泵停止。在运行、暂停和停止状态,泵根据压力传感器的信号自动工作,在紧急停机状态,泵被迅速断路而关闭。

压力油从泵通过高压滤油器 10 和单向阀 11-1 传送到蓄能器 16。滤油器上装有旁通阀和污染指示器,它在旁通阀打开前起作用。阀 11-1 在泵停止时阻止回流。紧跟在滤油器外面,先后有两个压力表连接器 (M1 和 M2),它们用于测量泵的压力或滤油器两端的压力降。测量时将各测量点的连接器通过软管与连接器 M8 上的压力表 14 接通。

溢流阀 13-1 是防止泵在系统压力超过 $145 \times 10^5 \text{ Pa}$ 时继续泵油进入系统的安全阀。蓄能器 16 因外部加热,溢流阀 13-1 会限制气压及油压升高。

节流阀 18-1 用于抑制蓄能器预压力并在系统维修时释放来自蓄能器 16-1 的压力油。

油箱上装有油位开关 2,以防油溢出或泵在无油情况下运转。油箱内的油温由装在油池内的 PT100 传感器测得,出线装在油箱上部。油温过高会导致报警,以免在高温下泵的磨损,延长密封的使用寿命。



图 4.3-88 变距控制示意图

变桨距控制系统的桨距调节是通过比例阀来实现的。控制器根据叶片的实际桨距角和相应风速设定的桨距角进行比较,将其误差转换成一个 $-10 \sim +10 \text{ V}$ 的控制电压,通过比例阀控制器转换成不同极性和大小的电流信号,控制比例阀阀芯的位置,输出相应方向和流量的液压油到变距油缸,以相应的速度推动叶片变化其桨距角与设定值一致。图 4.3-88 虚线内是带控制放大器的比例阀,设有内部 LVDT 反馈。为了提高整个变距系统的动态性能,在变距油缸上也设有 LVDT 位置传感器,如图 4.3-88 所示。

变距速度由控制器计算给出,以 0° 为参考中心点。变距速率与控制电压的关系如图 4.3-89 所示。

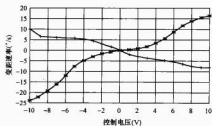


图 4.3-89 变距速率与控制电压的关系
—变距速率 ($^\circ/\text{s}$); — LVDT (V)

4.8 塔架

塔架和基础是风力发电机组的主要承载部件。随着风力

发电机组容量的增加,塔架高度达 100m 以上,质量占风力发电机组总重的 1/2 左右,成本占风力发电机组制造成本的 15% 左右,其重要性随着风力发电机组的容量增加。

4.8.1 塔架类型

(1) 按塔架材料分类。按塔架材料可分为钢质塔架和钢筋混凝土塔架。

钢质塔架主要有桁架型和截锥 (习惯称圆筒) 型。桁架型塔架如图 4.3-90 (a) 所示。桁架型塔架制造简单、成本低、运输方便,但没有截锥型美观,风电机组维护时上下不安全。圆筒形塔架如图 4.3-90 (b) 所示。在风力发电机组中广泛采用,其优点是美观大方,风电机组维护时上下安全。

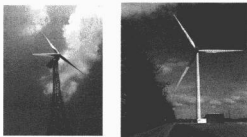


图 4.3-90 塔架的主要结构形式

(a) 桁架型塔架; (b) 截锥型圆筒塔架

钢筋混凝土塔架早期曾应用,后来因批量生产需要逐渐被钢结构塔架所取代。近年来随着风力发电机组容量的增加,塔架体积增大,使塔架运输变得困难,钢筋混凝土塔架或钢混混合型又开始采用。

(2) 按塔架动力学特性分类。按塔架动力学特性可分为刚性塔架和柔性塔架。

刚性塔架是带有塔头 (机舱+风轮) 时的一阶固有频率 ω_1 高于叶片的最通过频率 ω_{pass} (风轮的最高转速与叶片数的乘积); 为了避开结构响应一般要求它们应满足 $\omega_1 / \omega_{\text{pass}} \geq 1.15 \sim 1.3$ 。以往多数风电机组的塔架是刚性塔架。

当塔架带有塔头时的一阶固有频率 ω_1 低于叶片最低通过频率 ω_{pass} (风轮最低转速 \times 叶片数) 时,称为柔性塔架,为了避开结构响应,一般要求满足 $\omega_{\text{pass}} / \omega_1 \geq 1.15 \sim 1.3$ 的关系。必须指出,柔性塔架机组启动过程中,转速必须通过共振频率 ω_1 ,此时因风轮没有负载会很快通过。但是为了通过时尽量降低结构响应,一般都采用阻尼措施。随着风力发电机组容量的增大,结构质量也迅速增加,为了降低结构质量和成本,采用柔性塔架有呈增加趋势。

4.8.2 塔架设计

(1) 塔架载荷。塔架载荷如图 4.3-91,主要有推力 $F_{\text{推}}$ 、弯矩 $M_{\text{推}}$ 、扭矩 $M_{\text{扭}}$ 、重力 $F_{\text{重}}$,以及作用在塔架

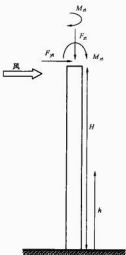


图 4.3-91 塔架载荷

迎风面的分布载荷。此外,在地震区安装风力发电机组时,还要考虑地震载荷;在近海区安装风力发电机组时,还要考虑波浪载荷、海流载荷等。

在塔架静强度校核时,其载荷条件为:

来流横风向吹在机舱上,风速为极限风速(3s平均),风轮处于静止状态,叶片垂直向下。

风力发电机组正常运行时在额定风速下,风轮的轴向力最大;同时根据均匀建筑物由地震产生的水平载荷因子,将其产生的惯性力加在风轮轴向推力上。

最大运行载荷是取额定风速下风力发电机组正常运行载荷的2倍。

(2) 塔架设计步骤。塔架设计可按一般高耸建筑物设计规范进行,主要步骤如下:

1) 初步确定塔架的几何外形和尺寸。塔架的结构形状和尺寸,取决于载荷,总体对塔架静、动特性要求,与机舱偏航机构的安排及尺寸。

2) 按强度、刚度确定构件的截面参数,如直径、壁厚等。

3) 进行塔架稳定性与动特性分析。

用强度确定的截面参数,稳定理论的有关公式或经验公式校核构件的稳定性。

用有限元分析方法对单独塔架和整机的含静、动、响应进行全面分析,根据分析结果可调整塔架结构参数,使结构更趋优化。

(3) 塔架常用材料与表面防腐处理。在风力发电机组中塔架常用材料为Q345C、Q345D,该材料具有韧性强、低温性能较好的优点,且有一定的耐腐蚀性。由于风力发电机组安装在荒野、高山、海岛,承受日晒雨淋、沙尘侵袭、盐雾的腐蚀,所以表面防护十分重要,通常表面采用热镀锌、喷锌或喷漆处理。一般,表面防锈处理要达到20年以上的寿命。

4.9 底座与机舱

4.9.1 机舱底座

机舱底座是主驱动链和偏航机构的固定基础,如图4.3-92所示。将载荷传递到塔架上去。机舱底座要有足够的刚度、强度和稳定性,并能在合理安排机舱内部空间和外部形状的前提下,尽量减小尺寸,减轻重量,降低成本。

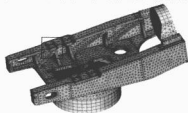


图 4.3-92 机舱底座结构图

底座结构形状,与风力发电机组的类型和设计方案有关。对于直驱型机组大部分没有专门底座,而是与发电机的支架合一;风轮直接固定到转子上,机舱短而粗。但也有个别机型将风轮固定到主轴上,主轴再与发电机转子相连,机舱较长,底座比较明显。对于有齿轮箱的机型,机舱较长,

一般都有底座。但也有个别机型,将风轮直接安装在齿轮箱的低速轴上,而发电机连于齿轮箱输出轴处的壳体上,齿轮箱壳体实际上代替了底座。若发电机在主轴的垂直对称面内,底座一般采用箱梁结构即贯穿底座前后对称于机舱中面的空心矩形截面梁是主承力构件,主驱动链都安装于此梁上。梁的下面与偏航系统(结构)连接,其优点是结构效率高,刚度,尤其扭转刚度大。大型机舱大多采用这种结构。若主驱动链为非对称安排,则可能是平面或非平面的构架。底座结构设计时,一般要进行有限元静、动态分析。

从生产工艺分,底座结构有焊接结构、铆、螺栓结构和铸造结构,还有混合结构。

焊接机舱底座有强度高、质量轻、生产周期短和施工简便等优点,因此在风力发电机组中被广泛应用。焊接机舱底座一般采用Q345板材,在高寒地区采用Q345D。近年来,铸造机舱底座也广泛被采用,通常用QT400-18球墨铸铁铸造。

4.9.2 机舱罩与整流罩

4.9.2.1 机舱罩

机舱罩主要对主驱动链和舱内其他设备起保护作用,也是维修人员高空作业的安全屏障。机舱罩一般由蒙皮(壳)和骨架组成。有较好的空气动力外形;机舱罩为更换部件,顶部能够方便打开;合理方便的舱口以及有效的环境控制措施等。一般地,由耐腐蚀、抗疲劳、保温、防噪、结构效率高易成型的玻璃纤维复合材料制成。蒙皮外层有胶衣、密封,耐气候和抗紫外线的作。

机舱罩要求有合理的内部空间;有足够的强度、刚度。

舱罩有全罩和半罩两种,与偏航驱动环形式有关。外齿驱动环一般采用全罩,否则偏航驱动齿轮和偏航传感器等都要暴露在大风中,不利于工作。全罩是除测风架(有时还有冷却器)外,其他都包在上、下两个半罩内;半罩是只有上半罩,它和底座形成机舱空间,底座下表面暴露在大风中,适用于内齿偏航驱动环的机组。

有的混合型(半直驱)风力发电机组方案,把全部装置集成在发电机机壳中,没有底座和舱罩,可大大简化机组结构,但给维修带来不便。

4.9.2.2 骨架设计

骨架通常有金属骨架和玻璃钢骨架两种。

金属骨架局部强度、刚度、硬度高,能够承受和传递大的集中载荷,成型相对容易。但与蒙皮的组装比较复杂,为保证与有关部分的协调,往往需要使用工装,一般连接要使用机械连接件,还必须采取密封措施。

玻璃钢骨架正好相反,不能直接承受大的集中载荷,需要通过金属加强件。成型需要工装(模胎)。但与蒙皮组装方便,在蒙皮成型模中通过胶结即可完成,不需要密封。

4.9.2.3 整流罩

整流罩是置于轮毂前面的罩子,其作用是:

- (1) 整流,减小轮毂的阻力。
- (2) 保护,轮毂中的设备不受风、雪、雨、雹侵害。
- (3) 可将部分变桨系统的设备安装在整流罩内。
- (4) 美观,流线型的整流罩,视觉效果良好。

当整流罩内不需要安装设备时,也可选用平的圆形盖板。可以减小成本和重量。

第4章 离网型风力发电

1 离网型风力发电系统

离网型风力发电系统是指和电网不连接独立供电运行的风力发电系统。由于风能的不稳定性和随机性,离网型风力发电系统通常根据负荷的要求采取相应的措施,使系统达到平衡状态。通常的离网型风力发电系统采用储能或负荷匹配的方式来达到稳定运行。

1.1 离网型风力发电系统组成

1.1.1 蓄电池储能的独立运行风力发电系统

1.1.1.1 蓄电池储能的直流发电系统

该发电系统由风轮驱动的小型永磁直流发电机经蓄电池储能装置向负荷供电,如图4.4-1所示。这类直流发电系统在早期应用较多,目前已很少使用。

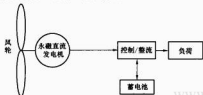


图 4.4-1 蓄电池储能的直流发电系统

1.1.1.2 蓄电池储能的交流发电系统

蓄电池储能交流发电是一种最简单、最常见的独立运行方式,对10kW以下,特别是1kW以下的微小型风电机组,一般采用这种方式向用户供电,如图4.4-2所示。



图 4.4-2 蓄电池储能的交流发电系统

对于10kW以下的微型机组一般不用齿轮箱,直接由风轮带动低速永磁交流发电机;10kW以上的机组有齿轮箱和装有齿轮箱两种传动方式,发电机则有交流永磁发电机、同步或异步自动发电机等。发电机发出的交流电经整流后直接供电给直流负荷,并将多余的电能储存在蓄电池中。在需要交流供电的情况下,通过逆变器将直流电转换为交流电供给交流负荷。在无风或风力不足时,由蓄电池供电。风力机在额定风速以下变速运行,超过额定风速后限速运行。

1.1.1.3 蓄电池储能的风力机群组成的交流发电系统

蓄电池储能的离网型风力发电系统可以由若干台风力机组组成,采用风力机群的方式。每台风力机发出的交流电经整流后转换为直流电,汇集到母线后向蓄电池充电,如图4.4-3所示。

1.1.2 适用于随机负荷的独立运行风力发电系统

风力发电机组输出功率随风速的变化而变化,因此独立

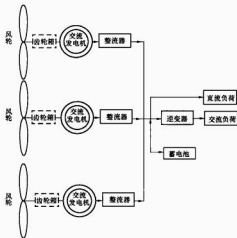


图 4.4-3 蓄电池储能的风力机群发电系统

运行的关键问题是如何使风力发电机组的输出功率与负荷吸收的功率相匹配。为了更多地获取风能,同时使风力发电机组能在安全的转速下运行,需要在不同风速下接入大小不同的负荷,如图4.4-4所示。系统中风轮驱动同步发电机,通过调节发电机的励磁,控制其输出电压,使风力发电机组在达到某一运行转速后维持输出电压基本不变。风力发电机组的转速可以通过同步发电机的输出频率来反映,因此可以用频率的大小来决定可调负荷的投入和切出。当蓄电池充满且风力发电机组发出的电较多时,可将发出的电直接供给随机负荷,如加热、泵水、制冰等不需要稳定输出的负荷。

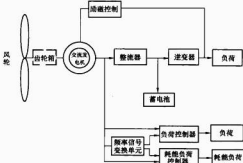


图 4.4-4 采用负荷自动调节的发电系统

1.2 离网型风力发电系统设计

负荷计算时应计算系统最大用电负荷。

1.2.1 负荷计算

(1) 系统最大用电负荷理论值。系统最大用电负荷理论值 P_m 的计算公式为

$$P_m = \sum P_i \times N_i \quad (4.4-1)$$

式中: P_m 为系统最大负荷的理论值, kW; P_i 为每一类用电器的额定功率, kW; N_i 为同类用电器的数量; i 为不同类用电器类别数。

(2) 系统最大负荷估计值。系统最大负荷估计值 P_e 的计算公式为

$$P_e = \sum P_i \times N_i \times C_i \quad (4.4-2)$$

式中: P_e 为系统最大负荷估计值, kW; P_i 为每一类用电器的额定功率, kW; N_i 为同类用电器的数量; i 为不同类用电器类别数; C_i 为同时系数。

(3) 系统最大日用电量估算, 其公式为

$$Q_m = \sum P_i \times N_i \times H_i \quad (4.4-3)$$

式中: Q_m 为系统最大日用电量, kWh; P_i 为每一类用电器的额定功率, kW; N_i 为同类用电器的数量; H_i 为每类用电器的平均日用电时间, h; i 为不同类用电器类别数。

离网型风力发电系统的设计时根据用电负荷可以分为户用型和村落型两种。表 4.4-1 和表 4.4-2 为户用型和村落型用电的负荷实例。

表 4.4-1 户用型用电负荷

负荷	功率 (W)	数量	功率小计 (W)	工作时间 (日)	用电量 (Wh)
节能灯	9	4	36	5	180
电视机	70	1	70	4	280
VCD	20	1	20	2	40
收录机	30	1	30	2	60
卫星信号接收器	25	1	25	4	100
其他	60	1	60	1	60
合计			241		720

表 4.4-2 村落型用电负荷

负荷	功率 (W)	数量	功率小计 (W)	工作时间 (日)	用电量 (kWh)
节能灯	12	50	600	5	3
电视机	70	30	2100	4	8.4
VCD	20	30	600	4	2.4
收录机	30	20	600	2	1.2
酥油茶机	300	30	9000	0.5	4.5
冰柜	100 以下	5	500	8	4
直流负荷	60	5	300	1	0.3
合计			13700		23.8

计算得到的总负荷功率用于确定系统的逆变器容量配置, 平均日用电量则用于确定蓄电池组的容量。

1.2.2 风力发电机组选择

在独立运行风力发电系统中, 风力发电机组功率的选择与风能资源、用电负荷、安装现场等诸多因素有关。

(1) 风能资源通过系数 k 来体现。

I 类地区 (10m 高度处) 年平均风速为 3~4m/s, 取系数 $k_1=0.18$;

II 类地区 (10m 高度处) 年平均风速为 4~5m/s, 取系数 $k_2=0.20$;

III 类地区 (10m 高度处) 年平均风速为 5~6m/s, 取系数 $k_3=0.23$ 。

(2) 用电负荷情况。用电负荷要看最大用电负荷和日平均用电量, 最大用电负荷决定系统的逆变器容量配置, 日平均用电量则是系统容量配置的依据。

(3) 安装现场。风力发电机组应尽量安装在用户住所附近且四周障碍物较小的高处, 但离用户太远会增加线路损耗和降低系统效率。

系统容量可按下式计算, 即

$$P = Q / 24k\eta(1-\delta) \quad (4.4-4)$$

式中: P 为系统容量; Q 为用户日平均用电量, kWh; k 为风能利用系数; η 为系统效率; δ 为线损率。

1.2.3 蓄电池组选择

在离网型风力发电系统中, 常用的蓄电池主要是铅酸蓄电池。

(1) 蓄电池技术要求。在离网型风力发电系统中使用的蓄电池有如下要求:

- 1) 具有深循环放电性能。
- 2) 循环使用寿命长。
- 3) 对过充电、过放电耐受能力强。
- 4) 具有免维护或少维护的特点。
- 5) 低温下具有良好的充电、放电特性。
- 6) 具有较高的能量效率。
- 7) 具有较高的性价比。

(2) 蓄电池容量计算。蓄电池的容量主要根据无风时在蓄电池充满情况下要满足多少天的用电需求来确定。蓄电池容量可按下式计算, 即

$$C = \frac{Q \times D \times K}{\eta_1 \times \eta_2 \times S} \quad (4.4-5)$$

式中: Q 为日平均用电量, kWh; D 为支持天数, 一般取 3 天; η_1 为逆变器效率, 取 0.92; η_2 为蓄电池充放电效率, 铅酸蓄电池取 0.85; K 为温度修正系数, 铅酸蓄电池取 1.2; S 为放电深度, 铅酸蓄电池取 70%。

1.2.4 控制器选择

控制器的主要功能是根据风力的大小及用电负荷的变化, 不断对蓄电池组的工作状态进行切换与调节, 使其在充电、放电或浮充电等多种工况下交替运行, 从而保证系统工作的连续性和稳定性。控制器在选择时应充分考虑以下技术要求:

(1) 确定控制器应匹配的系统电压。通常, 控制器应匹配的系统电压为 12、24、36、48、110V 和 220V。

(2) 选择控制器最大电流通过能力。通常, 控制器最大电流通过能力应达到 1.2~1.5 倍的最大充电电流和最大负荷电流。

(3) 确定控制器能承受的风电支路最大电流值。通常, 风电支路最大电流值时, 取 1.2~1.5 倍为风力发电机组的额定电流。

(4) 选择风力机耗能负荷功率。一般小型风力发电机组可采用耗能负荷控制方式控制蓄电池过充。耗能负荷功率选择与风力发电机组的容量和输出功率特性有关, 机组额定功率大和功率输出特性较硬, 其耗能负荷功率要大; 反之要小一些。

1.2.5 逆变器选择

逆变器的主要功能是将直流电转化为交流电, 供交流负荷使用。小功率的发电系统通常采用单相逆变器, 逆变器根据输出交流电压的波形可分为以下几种:

- (1) 方波逆变器。方波逆变器输出的交流电压波形为方波, 其优点是线路简单、价格便宜、维修方便。
- (2) 修正方波逆变器。修正方波逆变器输出的交流电压波形为阶梯波, 其优点是输出波形比方波有明显改善、高次谐波含量减少, 当采用无变压器输出时, 整机效率较高。
- (3) 正弦波逆变器。正弦波逆变器输出的交流电压波形为正弦波, 其优点是输出波形好、失真度很低, 对家用电器及通信设备干扰小、噪声低。此外, 还有保护功能齐全, 整机性能高等优点。

对于功率较大的发电系统可选用由单相逆变器组成的组

合式三相逆变器,它在三相负荷严重不平衡的情况下仍能正常工作。

逆变器选择时应考虑以下技术要求:

- (1) 输入直流电压范围。
- (2) 额定功率和过载能力。在确定额定功率时应考虑负荷特性,尤其系统中感性负荷的功率。
- (3) 额定输出电压及其稳定性。
- (4) 输出电压波形。
- (5) 冷却方式。
- (6) 额定效率和低负荷效率。
- (7) 过流保护和短路保护功能。
- (8) 可维护性。

1.3 离网型风力发电系统实例

在Ⅱ类地区使用的户用小型风力发电系统,系统用电负荷见表4.4-3。

表 4.4-3 系统用电负荷

负 荷	功率 (W)	数量	用电负荷 (W)	工作时间 (h)	耗电量 (Wh)
节能灯	12	4	48	5	240
电视机	70	1	70	4	280
VCD	20	1	20	4	80
收录机	30	1	30	2	60
卫星信号接收器	25	1	25	4	100
其他负荷	100		100	2	200
合计			293		960

1.3.1 风力发电机组选择

通常,Ⅱ类地区取容量系数 $k=0.2$,系统效率 $\eta=0.8$,线损 $\delta=0.13$ 。

该系统的用电负荷由表4.4-3可知,其最大用电负荷为293W,平均日用电量为960Wh,则系统容量为287W,因此,可选择1台400W的风力发电机组(考虑可靠性,系统容量乘以系数1.5~2倍)。

1.3.2 蓄电池容量计算

由式(4.4-5)可知,蓄电池容量为

$$C = \frac{Q \times D \times K}{\eta_1 \times \eta_2 \times S} = 5.52 \text{ kWh}$$

设工作电压为24V,则蓄电池容量为230Ah,因此可选择12V、230Ah的蓄电池2组。

1.3.3 其他配置

系统容量配置见表4.4-4。

表 4.4-4 系统配置

序号	名称	技术参数	数量	备注
1	风力机	400W/24V, 3相	1台	
2	蓄电池	12V, 230Ah	2组	
3	控制器	1000W/24V DC	1台	
4	逆变器	500W, 24V DC/220V AC	1台	

2 风—光互补发电系统

2.1 风—光互补发电系统组成

太阳能与风能按在季节和时间上有很强的互补性。例如,我国一般夏季风小,而太阳光照好;白天太阳辐射强而风小,晚上由于地表温差变化大使风力加强,利用两者的这一互补特性可组成风/光互补发电系统,提高系统利用率,

降低蓄电池容量,降低成本。

风—光互补系统一般由太阳能电池、风力发电机组、控制系统、逆变器、蓄电池组、交流负荷组成,有的系统还包括远程监控系统与安全接地系统,如4.4-5所示。



图 4.4-5 风—光互补发电系统

2.2 风—光互补发电系统设计

2.2.1 负载计算

负荷计算时应计算最大用电负荷和日平均用电量,最大用电负荷用于确定系统的逆变器容量配置,平均日用电量则是系统容量配置的依据。负荷计算方法与离网型风力发电系统相同,见本章1.2.1。

2.2.2 风力发电机组选择

离网型风—光互补发电系统中,风力发电机组应满足下列技术条件:

- (1) 整机安全可靠。
- (2) 发电性能满足要求。
- (3) 适合当地资源与气候条件。
- (4) 机组安装方便,维护简单。

风力发电机组的容量由风力发电机组的发电量和用电负荷基本相等来确定,对用电需求较大的情况,可考虑采用多台风力发电机组。

2.2.3 太阳能光伏阵列选择

光伏系统根据集成形式和规模的不同可分为单体光伏电池、光伏组件、光伏阵列。实际光伏发电系统可根据需要,将若干光伏电池组件经串、并联排列组成阵列,满足光伏系统实际电压和电流的需要,即

$$Q = P \times h \times (1 - \eta_1) \times (1 - \eta_2) \times \eta_3 \quad (4.4-6)$$

式中:Q为日发电量;P为光伏组件容量;h为峰值时间; η_1 为沙尘遮盖损失,取0.1; η_2 为线路损失,取0.05; η_3 为系统效率,取0.85。

2.2.4 蓄电池组选择

在离网型风力发电系统中,常用的蓄电池主要是铅酸蓄电池。蓄电池组选择方法见本章1.2.3。由于风、光的互补性,蓄电池的容量可以比同容量的风电或光电系统要小。

2.2.5 控制器选择

控制器选择方法可参见本章1.2.4。在确定控制器所能控制的光伏支路最大电流值时,通常以方阵短路电流作为方阵的最大电流值,为提高安全系数,在此短路电流基础上再加10%~20%的裕量,确定为风电支路最大电流。控制器一般采用风电和光电的联合控制。

(1) 最大功率点跟踪控制。

系统最大功率点随着光照强度和环境温度改变而改变,为了使风—光互补发电系统功能能够在最大效率下运行,控制器应具有实现最大功率跟踪的功能(见图4.4-6)。光伏系统中必须配备最大功率跟踪器以便对系统输出功率进行实时最大功率跟踪(MPPT)。

MPPT的工作原理:在一个规定的周期内,微处理器

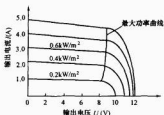


图 4.4-6 光伏方阵 I-U 曲线

定期地主动调节 PWM 的占空比 D ，以改变太阳能电池的对外输出电流，从而引起太阳能电池的对外输出电压沿其负荷特性曲线变化；检测主回路太阳能电池侧电压即输出电流，计算出太阳能电池阵列的输出功率，然后根据最大功率点跟踪策略判断最大功率点的位置，确定 PWM 信号占空比 D 的值，最后输出 PWM 信号给驱动电路，直到下一个检测周期开始。

(2) 蓄电池温度补偿。蓄电池充电时，伏安关系为

$$U = (E + E') + IR \quad (4.4-7)$$

式中： U 为充电电压； E 为可逆电动势； E' 为计划电动势； IR 为内部电压降。

单体电池的充电电压 U 与温度 t 的关系可以表示为

$$U = U_0 + 3 \times (25 - t) \times 10^{-3} \quad (V) \quad (4.4-8)$$

式中： U_0 为单体电池在 25°C 时的充电电压，V。如 GM 型免维护铅酸蓄电池进行浮充电时为 $2.25 \sim 2.28\text{V}$ ； t 为电解液温度， $^\circ\text{C}$ 。

当 $t > 25^\circ\text{C}$ 时， $U < U_0$ ；当 $t < 25^\circ\text{C}$ 时， $U > U_0$ 。

这样，当母线上串联的单体电池数为 n 时，总的充电电压为

$$U_{0n} = n[U_0 + 3 \times (25 - t) \times 10^{-3}] \quad (V) \quad (4.4-9)$$

与此同时，根据充电工艺的要求， U_{0n} 应保持在 $\pm 1\%$ 的稳定度以内。所以，充电电压必须随温度变化作相应的调整，即充电电压必须接受温度补偿。在控制器设计时应配置温度补偿电路。

在多台风力发电机组组成的风—光互补发电系统中，当蓄电池接近充满且负荷不大时，为保证蓄电池不过充，可采取两种控制方式：①依次切除风力发电机组和光伏支路的方式；②连续调节的方式控制系统的输出功率。

2.2.6 逆变器选择

逆变器选择时可参见本章 1.2.5。

2.2.7 监控系统

监控系统主要完成数据采集、处理、显示和数据的保存、报表生成，数据的远程通信，数据的远程浏览和访问等功能。

2.3 风—光互补发电系统实例

以西藏自治区安多县强玛乡风/光互补发电站为例进行介绍。

强玛乡电站：31kW 风/光互补系统，光电 25kW (140W 组件 180 块)，风电 6kW (1kW 风力发电机 6 台)；

蓄电池组：220V/2400Ah (2V/800Ah 电池 330 块)；

逆变器：20kW 正弦波逆变器 2 台；

控制器：光电控制单元 3 套 (10kW/套)，风电控制单元 2 套 (3kW/套)。

2.3.1 概况

安多县强玛乡风—光互补发电站是西部“送电到乡”项

目中的一个典型电站。该乡处于低纬度、高海拔地区（海拔 4710m），属于青藏高原亚寒带季风半湿润气候区，昼夜温差大，太阳能及风力资源非常丰富，年平均日照时数为 2847h，占全年时数的 32.5%，年日照最月份每日平均日照时数约为 4h；年平均大风天数为 158 天，年均风速为 4.6m/s，适合安装风/光互补发电系统。

2.3.2 用电负荷

强玛乡居民共 120 户，约 1000 人，有多处公共设施，用电设备不多（见表 4.4-5）。

表 4.4-5 用电负荷情况

负荷种类	功率 (W)	数量	工作时间 (h/日)	耗电量 (kWh/日)
节能灯	12	300	5	18
电视机	85	100	4	34
VCD	30	100	4	12
收录机	30	200	2	12
卫星信号接收器	25	1	4	0.1
其他负荷				15
合计				91.1

2.3.3 系统容量

2.3.3.1 光伏系统容量计算

该系统辐照最差月光伏发电量约为 72.7kWh，即

$$Q = P \times A \times (1 - \eta_1) \times (1 - \eta_2) \times \eta_3 \\ = 25 \times 4 \times (1 - 0.1) \times (1 - 0.05) \times 0.85 = 72.7 \quad (\text{kWh})$$

2.3.3.2 风力发电机组容量计算

该地区为 II 类风区，取容量系数 $k=0.2$ ，系统效率 $\eta=0.8$ ，取线损 $\delta=0.13$ 。

由表 4.4-5 可知，该系统最大用电负荷为 21.6kW，平均日用电量为 91.1kWh，风力发电需发电量：91.1—72.7=18.4kWh，系统容量 $P=18400/24 \times 0.2 \times 0.8 \times (1-0.13)=5507\text{W}$ ，取风力发电机组总容量为 6kW。

2.3.3.3 蓄电池容量计算

设工作电压为 220V，蓄电池容量为 524kWh/220V=2380Ah，则选择 2V、800Ah 的蓄电池 330 块。

2.3.3.4 系统配置

系统容量配置见表 4.4-6。

表 4.4-6 系统配置

序号	名称	技术参数	数量
1	风力发电机组	1000W	6 台
2	光伏组件	140W	180 块
3	蓄电池	2V 800Ah	330 块
4	风电控制器	3kW	2 套
5	光伏控制器	10kW	3 套
6	逆变器	20kW	2 台

该电站根据安多县强玛乡的具体情况，设计并安装了 31kW 的风光—互补发电系统，系统设计考虑以光电为主，并配有蓄电池。

3 风—柴互补发电系统

3.1 风—柴互补发电系统组成

风—柴互补发电系统一般由风力发电机组、柴油发电机组、蓄能装置、控制系统、逆变器、耗能负荷等部件组成。

3.1.1 风—柴互补发电并联运行系统

图 4-4-7 所示为一种风—柴互补发电并联运行系统,系统由风力发电机组驱动发电机运行,柴油机组驱动同步发电机,两者同时运转,并联向负荷供电,这是风—柴互补联合发电系统的基本形式。运行系统中的柴油发电机组连续运行,即使在风力较强的情况下也必须运转,以供异步发电机所需要的无功功率。该系统的优点是结构简单,可实现连续供电,缺点是由于柴油发电机组不停运行,柴油的节约效果低,柴油发电机一般也不能长期低功率运行。

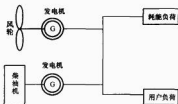


图 4-4-7 风—柴互补发电并联运行系统

3.1.2 风—柴互补发电交替运行系统

图 4-4-8 所示为风—柴互补发电交替运行系统,系统中风力发电机与柴油发电机都驱动异步发电机,它们交替运行向负荷供电。系统运行方式是根据风力的变化实行负荷控制,自动接通或断开某些负荷,以维持系统的平衡。通常按照用户负荷的重要程度将用户负荷分为优先负荷、一般负荷及次要负荷三类。优先负荷所需电能应保证供给,其他两类负荷只是在风力较强时才通过频率传感元件给出信号依次接通。当风力较弱,对第一类负荷也不能保证供给时,则风力发电机尽量退出运行,柴油发电机组自动启动并投入运行;当风力增大并足以供给第一类负荷的电能时,则柴油发电机组退出运行,自动停机,风力发电机组自动启动,投入运行。系统的优点是可以充分地利用风能,柴油发电机组运行的时间大大减少,因此,以尽量节约柴油;缺点是交替运行会造成交替时间内用户供电中断,而柴油发电机组的频繁启停也易导致磨损加快。另外,负荷的频繁通断则可能对电器造成危害。

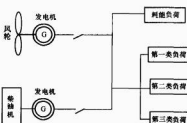


图 4-4-8 风—柴互补发电交替运行系统

3.1.3 集成的风—柴互补发电并联运行系统

图 4-4-9 所示为一种集成的风—柴互补发电并联运行系统,该系统将同步风力发电机发出的变频交流电进行交流—直流—交流变换,获得恒频恒压交流电,然后再与同步柴油发电机组并联运行,向用户负荷供电。

该系统的优点是风力机可以变速运行,因而可以优化风力机运行的 C_p 值,更有效地利用风能,系统中的 AC-DC-AC 装置可以实现恒频恒压输出及平滑功率起伏的作用;缺

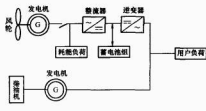


图 4-4-9 集成的风—柴互补发电并联运行系统

点是 AC-DC-AC 装置中的电力电子器件的费用较高,特别是当风力发电机组的容量增大时,AC-DC-AC 及蓄电池的容量也将随之增大,使造价增高。这种系统可以对用户负荷实现连续供电,在用户负荷不变的情况下,若风速降低,则柴油发电机组自动启动投入运行;在无风时,则柴油发电机组向负荷供电。

3.1.4 备有蓄电池的风—柴互补发电联合运行系统

该系统与基本型的风柴互补发电并联系统比较有两点不同:①在系统中增加了蓄电池及与之串联的双向逆变器;②在柴油机组与同步发电机之间装有一个电磁离合器。与集成的风柴互补发电并联系统中的蓄电池比较,系统中蓄电池的容量小,通常可按风力发电机组在额定功率下 1~2h 输出的电能来考虑确定其容量。

图 4-4-10 所示为备有蓄电池的风—柴互补发电联合运行系统。

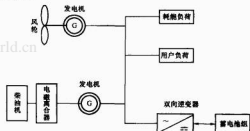


图 4-4-10 备有蓄电池的风—柴互补发电联合运行系统

该系统当风力变化时系统能自动转换,实现不同的运行模式,如当风力较强时,来自风力及柴油发电机的电能除了向用户负荷供电外,多余的电能经双向逆变器向蓄电池充电;反之,当短时内负荷所需电能超过了风力发电机组及柴油发电机组所能提供的电能时,则可由蓄电池经双向逆变器向负荷提供所缺乏的电能;当风力很强时,通过电磁离合器使柴油机组与同步发电机断开,并停止运转,同步发电机则由蓄电池经双向逆变器供电,变为同步补偿机运行,向网络内的异步风力发电机组提供所需的无功功率,此时已是风力发电机组单独向负荷供电;当风力减弱时,通过电磁离合器的作用,使柴油机组与同步发电机连接并投入运行,由柴油发电机组与风力发电机组共同向负荷供电。为防止柴油机组轻载运行,柴油机组运行在所限定的最低运行功率以上(一般为柴油机组额定功率的 25%以上),多余的电能则可向蓄电池充电或由耗电负荷吸收。

该系统的优点是,由于蓄电池短时投入运行,可弥补风电的不足,而不需启动柴油发电机组发电来满足负荷所需电能,因此节约效果较好,柴油发电机组启停次数也可减少。该系统的缺点是,投资大,发电成本及电价均比常规柴油发电要高。

3.1.5 磁场调制型风—柴互补发电系统

图 4.4-11 所示为磁场调制型风—柴互补发电系统, 系统由磁场调制型风力发电系统和柴油发电系统并联组成。

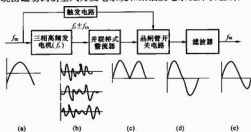


图 4.4-11 磁场调制型风力发电系统

磁场调制型风力发电系统是由一台专门设计的三相高频交流发电机和一套电力电子变换电路组成。发电机本身具有较高的旋转频率 f_r ，与普通同步电机不同的是，它不用直流励磁，而是用频率为 f_m 的低频交流电励磁（ f_m 为输出频率，一般为 50Hz）。当频率 f_m 远低于发电机的旋转频率 f_r 时，发电机三个绕组输出的电压波形将是由频率为 $(f_r + f_m)$ 和 $(f_r - f_m)$ 的两个分量组成的调幅波 [如图 4.4-11 (b) 所示]，这个调幅波的包络线的频率是 f_m ，包络线所包含的高频谐波的频率是 f_r 。将这组电压波形通过并联桥式整流器整流后，其输出波形如图 4.4-11 (c) 所示。再通过晶闸管开关电路使这个正弦脉动波的一半反向，得到如图 4.4-11 (d) 所示的波形。最后经滤波器滤波，即可得到与发电机转速无关、频率为 f_m 的恒频正弦波输出 [如图 4.4-11 (e) 所示]。输出电压的频率和相位取决于励磁电流的频率和相位，正是这一特点使得磁场调制发电机非常适合于并网风力发电系统，其优点如下：

- (1) 经桥式整流器后得到的是正弦脉动波，晶闸管是在波形过零点时开关换向，换向简单容易，系统效率较高。
- (2) 输出波形中谐波分量小且频率高，容易滤去，可以得到很好的正弦波形。
- (3) 磁场调制发电机系统的输出频率与励磁电流频率相同，与电网或柴油发电机组并联运行十分简单可靠。

由于磁场调制发电机系统输出电压的频率仅取决于励磁电流的频率，而与发电机的转速无关，这种特点非常适合于柴油发电机或电网并联运行。此时，由柴油发电机或电网供给励磁，发电机系统的输出总是自动与柴油发电机或电网同步，所以运行相当可靠，不会发生失步现象，整个系统的控制问题也大大简化。图 4.4-12 所示为采用磁场调制发电机的变速恒频风力发电机与柴油发电机并联运行的连接方式。

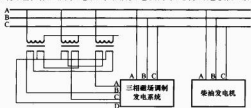


图 4.4-12 磁场调制型风—柴互补发电并联运行系统

3.1.6 备有蓄电池及飞轮的风—柴互补发电联合运行系统

这种系统又称混合型风—柴互补发电系统，它将蓄电池及飞轮储能系统与风力发电机组及柴油发电机组综合在一个系统内，如图 4.4-13 所示。

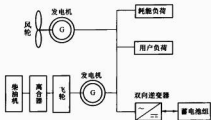


图 4.4-13 备有蓄电池及飞轮储能的风—柴互补发电联合系统

在这种系统内，由于加装了蓄能飞轮，蓄能蓄电池的容量可以相应减小；飞轮对于减小系统的频率波动，提高供电质量是有帮助的。

3.1.7 多台风力发电机组—柴油发电机组—蓄电池联合运行系统

由于高频率的风潮流是不相关联的，因此采用多台风力发电机组，可减少功率脉动的影响，同时系统内蓄电池的容量也可相应减小，这种系统结构如图 4.4-14 所示。

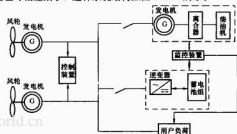


图 4.4-14 多台风力发电机组—柴油发电机组—蓄电池联合发电系统

3.2 风—柴互补发电系统设计

3.2.1 设计要求

风—柴互补发电系统设计时有如下要求：

- (1) 系统中柴油发电机组能够脱开而不能使网路解列，以避免柴油机组空载或低负荷运行，降低柴油消耗，提高系统的节油率，同时保证连续供电。
- (2) 尽可能地减少柴油发电机组的启动次数，以降低柴油机组转动部件的磨损，延长其寿命，降低运行成本。
- (3) 尽最大可能发挥风力发电机组的作用，将风能转换成电能输送到网路中去，以减少柴电的消耗，提高系统的经济效益。
- (4) 尽量实行用电负荷分类控制，既可充分利用风电，又可减轻柴油机组负载，提高系统的节油率。

3.2.2 负荷评估

对系统的负荷评估是通过调查、统计、分析和测算，确定发电系统建成后的负荷大小、负荷特点和系统负荷变化趋势。由于风—柴互补发电系统的初期投资比较大，根据负荷情况来确定系统的规模尤为重要。过低估计系统负荷需求和增长速度，会使电站刚建成就处于供电不足的困境；过高估计系统负荷将导致项目初投资增加、资金浪费和电站收益下降。

负荷评估一般需要收集的数据有：负荷类型及数量、负荷功率及主要电气参数、每天的用电小时数、每昼夜的耗电

量、负荷同时率（负荷同时运行的几率）。

一般情况下，电站开始运行后的第一年负荷增长速度较快，以后则随着经济的发展、用户的增加和生活水平的提高而持续增长，但增长速度趋于平缓。设计者必须考虑系统能够容纳近期负荷的增长。对于不同地区，其负荷增长率会有明显差别，因此应非常谨慎地估计不同地区的负荷增长速度，一般的原则是电站设计容量应考虑3~5年的负荷增长期望值。解决负荷增长不确定性的方法是，采用容易扩容的发电系统结构。由于风力发电机组和柴油发电机组很容易并入原有的系统中，但蓄电池和某些电气设备却不易在原有基础上扩容，因此如果发电系统需要扩容，一个办法就是在初次建站时适当增加蓄电池、电气设备和输电线路的容量，当需要扩容容量时只需增加风力发电机组或者柴油发电机组的数量即可。

3.2.3 方案设计

系统方案设计主要从两方面进行：第一，选取不同的柴油发电机组和风力发电机组容量的配置比例；第二，确定每种配置方案对负荷用电需求的满足程度。在提出各种方案后，应分别进行分析比较。系统发电总量与系统负荷用电需求总量之比称为负荷覆盖率，负荷覆盖率用来描述系统发电能力对负荷电力需求的满足程度。年平均负荷覆盖率是对发电系统的一般要求，对于资源和负荷波动很大的地区，年平均负荷覆盖率最高的系统不一定是最好的方案，还必须对月平均负荷覆盖率进行评估。

此外，风—柴互补发电系统的经济性也是设计需要考虑的方面。不同的系统模式不能用统一的节能率指标来衡量系统的经济性优劣。系统的经济性除与选择的系统模式有很大的关系外，还与当地风能资源、负荷性质与大小、风力发电机组—柴油发电机组—蓄电池容量比例等有着很密切的关系。例如，若容量过大，虽然提高了风能利用率，减少了柴油发电机组的启停次数，但投资和运行维修费用增加，反之，风能利用率降低，柴油发电机组启停次数增加，或者柴油发电机组经常处于低负荷高耗油率运行工况，同样加大了供电成本。风力机容量的选择也是如此。通过对各种方案的分析比较后选择出最优的方案。

3.2.4 风力发电机组选择

风力发电机组应根据当地的风能资源、负荷情况及柴油发电机组的用途来确定。如果柴油发电机组仅用作后备充电电源，则风力发电机组的发电容量就比较高，它平时要给负荷供电，同时还要为蓄电池充电。因此，风力发电机组的容量应为供电负荷和蓄电池容量的和。如果柴油发电机组除作为后备充电电源外，还为部分负荷供电，则风力发电机组的容量应为总负荷和蓄电池容量之和减去柴油发电机组的容量。

3.2.5 柴油发电机组选择

柴油发电机组的容量由它的用途和运行方式来确定。第一种情况是，柴油发电机组作为后备充电电源，其容量的选择主要考虑蓄电池组的充电需要。从产品提供的数据，可以计算出蓄电池组所需要的额定充电电压和充电电流。此电压值与电流值的乘积便是所需的柴油发电机组功率。第二种情况是，柴油发电机组作为后备供电电源和充电电源，其容量的选择除考虑蓄电池组的充电需要外，同时还要计算作为后备电源时负荷所需的功率。柴油发电机组作为后备电源时，一般只向重要负荷提供急需的电力，因此仅计算重要负荷的容量即可。蓄电池组额定充电功率和重要负荷功率之和，作为确定柴油发电机组容量的依据。第三种情况是，柴油发电

机组作为大功率负荷专用电源，其容量的选择除考虑蓄电池组的充电需要外，同时还要计算作为大功率负荷专用电源时负荷所需的功率。以蓄电池组额定充电功率和大功率负荷功率之和作为确定柴油发电机组容量的依据。

3.2.6 配套设备选择

3.2.6.1 备用充电设备

备用充电设备是与柴油发电机组配套的整流装置，其用途是将柴油发电机发出的交流电整流成直流，以用于向蓄电池组应急补充充电。整流装置的输出功率由蓄电池组所需最大充电电压和电流来确定。此外，还需要确定整流装置安装在原测的输入参数，如输入交流电压、电流、相数及调压方式等。

3.2.6.2 蓄电池组

当完成对系统负荷评估和测算后，则应确定为保证系统供电的连续性所需的蓄电池组容量。确定蓄电池容量时，首先应测定接入系统的负荷每天需要多少电量；其次，根据气候条件测算蓄电池需要存储多少天的电量。测算时应注意影响电池容量的诸多因素，包括放电率、放电深度、电解液温度、蓄电池老化和控制器件性能等。当然，所需要的蓄电池容量也受负荷规模的影响，减少负载就会减少需要的蓄电池容量。

3.2.6.3 控制器及逆变器

控制器需要确定的参数有匹配系统电压、最大电流通过能力、能控制的风电支路最大电流值及耗能负荷功率。逆变器需要考虑输入直流电压的范围、确定输出的交流电压、输出电压的波形、冷却方式。此外，还要关注逆变器的额定容量和过载能力、输出电压的稳定度、逆变器的效率和低负荷效率、过电流保护与短路保护功能。

交流配电柜是交流输电线路始端端的供电设备，其功能是电力调度和分配电能，还可以保证线路的安全，显示参数和监测故障。交流配电柜容量确定包括以下内容：空气断路器电压等级、额定容量和过流保护范围，隔离开关电压等级和额定容量，接触器电压等级、额定容量和断流能力，熔断器形式、适用范围和短路容量。

3.3 风—柴互补发电系统实例

风—柴互补发电系统可对那些用电量不大和原以柴油发电为主电源的地区实行局部独立供电，既能获得稳定的电力供应，又能充分利用风能，还有明显的节能效益。该系统是解决边远、孤立地区供电问题的最佳途径，具有明显的社会效益和经济效益。

风—柴互补发电系统的运行状况与自然环境影响密切相关，在某些环境下运行稳定的系统，在另一个环境下运行不一定稳定。其中，风速、风向及负荷变化对系统的稳定性、可靠性都有极大的影响。因此，只能针对具体的自然环境，选择不同的运行模式结构，进行具体系统容量配置。

图4-4-15所示为浙江省北鹿岛风—柴互补系统。

浙江省北鹿岛面积2.9km²，居民4000多人，生活用电峰值负荷120kW，生产性负荷约140kW。

该系统由六部分组成：①4台33kW风力发电机组；②1台75kW和2台200kW柴油发电机组及其自动运行监控器和并网同步器；③132kWh蓄电池组和最大工作电流为800A的有源双向变流器（装有快速直流保护开关）；④1台150kVA同步调相机；⑤8级12.5kvar静态补偿装置和60kW快速控制耗能负荷；⑥计算机监控系统。

该系统由计算机优化控制，可实现：①风电—蓄电池运行；风力充足，由风力机供电，采用蓄电池组充电或放电电

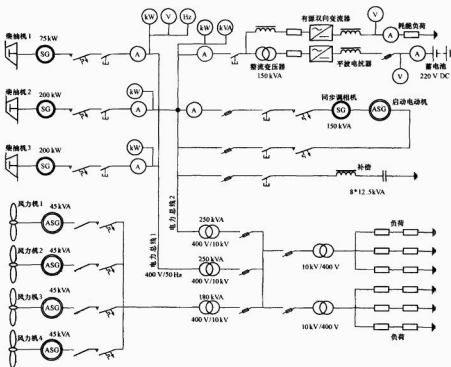


图 4-4-15 浙江省临海县风—柴互补系统

衡因风速和负荷变化引起的供求波动；②风电—柴电—蓄电池运行：风力不足以满足负荷要求时，风力发电机组和柴油发电机组并联供电，蓄电池组充电储能或放电平衡短时峰值负荷；③蓄电池组单独供电运行：短时低风速且负荷很小时，蓄电池组单独供电；④柴电—蓄电运行：无风时，柴油发电机组运行供电，蓄电池组放电，平衡短时峰值负荷或充电，吸收多余能量。

该系统从 1996 年 1 月投入运行，到 1996 年底共发电 28 万 kWh，其中风力发电量为 12 万 kWh，占总发电量的 43%。与 1995 年原有的柴油发电站对比，结果见表 4-4-7，经济效益十分显著。从该独立供电系统使用后也保证了 24h 不间断供电，利用了当地资源，发展了生产，改善了生活水平。

表 4-4-7 风力/柴油/蓄能发电站与柴油发电站经济性对比

年度	系统	发电量	油耗	电成本	电价	效益额
1995	柴油发电站	80MWh	24t	1.6 元/kWh	2.5 元/kWh	7.2 万元
1996	风柴蓄能发电站	280MWh	40t	1.25 元/kWh	2 元/kWh	24.8 万元

4 风力发电储能

由于风能的间歇性和随机性，使离网型风力发电系统能够持续给用户供电，必须有储能装置。在风力强时，除了通过风力发电机组向负荷供电外，将多余的风能转换为其他形式的能量在储能装置中储存或通过卸荷器消耗；在风力弱或无风时，再将储能装置中储存的能量释放出来并转换为电能，向负荷供电。

按储存能量的形式储能方式可分为化学储能、机电储能和制氢储能等几种。

4.1 化学储能

化学储能主要采用蓄电池将电能转换为化学能储存起来。在独立运行的风力发电系统和小型光伏发电系统中，广泛采用蓄电池作为储能装置。当风力较强和用电负荷较小时，将风力机发出的电能中的一部分整流或直流电给蓄电池充电；在风力较弱或负荷较大时，将储存在蓄电池中的直流电通过逆变器转换成交流电给负荷供电，以补足风力发电机所发电能的不足，这样，通过蓄电池组的储存和调节作用，大大改善了系统的供电质量。

蓄电池中，最常用的蓄电池是铅酸蓄电池，在风力发电领域应用较为广泛。

4.1.1 铅酸蓄电池

铅酸蓄电池一般由正负极板、隔板、壳体、电解液和接线桩头等组成，其放出的化学反应是依靠正负极活性物质（二氧化铅）和负极板活性物质（海绵状纯铅）在电解液（稀硫酸溶液）的作用下进行，放电时，正极板由二氧化铅变成硫酸铅，负极板也由铅变成硫酸铅；充电时，正极板上的硫酸铅还原成二氧化铅，负极板上的硫酸铅还原成纯铅。铅酸蓄电池用铅和氧化铅分别作为负极和正极的活性物质，以浓度为 27%~37% 的硫酸水溶液作为电解液，它不仅转换效率高、循环寿命较长、端电压高、容量大，而且还具备防腐、防爆、消氢、耐腐蚀的优点，是目前在离网型风力发电系统中主要使用的蓄电池。

铅酸蓄电池具有良好的可逆性，电压特性平稳，使用寿命长，适用范围广泛，原材料丰富（且可再生使用）及造价低

廉等优点。

4.1.2 锂离子电池

锂离子电池备受关注。锂离子电池可用于锂离子动力电池,也可用于储能电池。锂离子电池有高达90%以上的充放电转化率。

4.1.3 液流电池

液流电池或称氧化还原液流蓄电系统,与通常蓄电池的活性物质被包容在固态阳极或阴极之内不同,液流电池的活性物质以液态形式存在,既是电极活性材料又是电解质溶液,它可溶解于分装在大储罐的溶液中,分别由泵使溶液流经液流电池,在离子交换膜两侧的电极上分别发生还原和氧化反应。这种电池没有固态反应,不发生电极物质结构形态的改变,与其他常规蓄电池相比,具有明显的优势。

液流蓄电系统的功率取决于单电池内极板的面积和堆的节数,储能容量则取决于储罐的容积和电解液的浓度,因此,功率和储能容量可单独设计。因而,液流蓄电系统设计的灵活性大,易于模块组合,受设置场地限制小,蓄电规模易于调节,各单池的反应物流体相同,容易保证电堆的一致性和均匀性,并可通过某几个单池来监测整个系统的充放电状态;也可以利用连接含有不同单池数目的电池组构成分立的负荷,以提供不同的输出电压。当负荷变化或放电深度增加时,可用附加电池维持恒定的输出电压,并利用“再平衡电池”连续校正正极区和负极区因电流不平衡引起的轻微副反应。理论上讲,液流化学蓄电系统的寿命长,可靠性高,无污染排放和噪声,建设周期短,运行和维护费较低,是一种高效的大规模储能电能装置。

液流电池的结构类似于燃料电池,可分为三个层次:单体(Cell)、电堆(Stack)和系统(System)。电池单体通过双极板串(并)联成“电堆”,就可以形成不同规模的蓄电装置。

4.2 机电储能

机电储能系统是将电能转换为机械能储存起来,主要有抽水储能、飞轮储能、压缩空气储能等形式。

4.2.1 抽水储能

抽水储能是最“古老”但目前仍是最经济的电能存储方式,系统组成很简单,建造一个高位水池和一个低位水池,在电力富余时用水泵把低位水池的水抽到高位水池,在电力不足时使高位水池的水通过水轮机发电后流回低位水池。但这种储能方式需要在安装风力发电机组的地点附近有高地,在低地可以建造蓄水池或水库,而在低地有水。当风力强而负荷所需的电能较少时,风力机组发出的多余的电能驱动抽水机将低处的水抽到高的蓄水池或水库储存起来;在风力机无法满足负荷时,利用水流推动水轮机,并带动与之相连的发电机发电,从而保证负荷不会断电。风力发电与抽水储能集成系统如图4.4-16所示。

抽水储能的优点:①储能容量大;②抽水储能电站可使

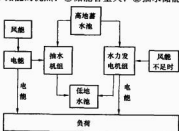


图 4.4-16 风力发电与抽水储能集成系统

防洪、灌溉与发电蓄水在用水时的矛盾得到较好的解决;③调频性能好,具有高灵活性和可靠性,能适应急剧的负荷变化;④投资少、成本低。

4.2.2 飞轮储能

飞轮储能是一种新型的机械储能装置,它主要由一个储存能量的飞轮、一台用于能量转换(电能和机械能之间的相互转换)的电动机(可运行于电动和发电两种状态)、用于支撑飞轮的磁悬浮系统和用于能量交换的电力电子控制系统等组成。为了保证足够高的储能效率,飞轮系统应在真空度较高的环境下运行,以减少风阻损耗。

风力发电飞轮储能系统如图4.4-17所示。



图 4.4-17 风力发电飞轮储能系统

与传统化学储能相比,飞轮储能具有如下优点:

- (1) 较快的充电、放电速度。
- (2) 几乎不需要运行维护,具有较长的使用寿命(20年或者数万次深度充放电能量过程)。
- (3) 干净、清洁,对环境无任何不良影响。
- (4) 储能稳定,储能能力不因外界温度等因素的变化而波动。
- (5) 具有高的效率,总效率达到90%以上。

风力发电飞轮储能系统就是在风力机的发电机轴上安装一个飞轮,利用飞轮旋转时的惯性储能原理,当风力强时,风性即以动能的形式储存在飞轮中;当风力弱时,储存在飞轮中的动能释放出来驱动发电机发电。采用飞轮储能可以平抑由于风力起伏而引起的发电机输出电压的波动,改善供电质量。

4.2.3 压缩空气储能

压缩空气储能是在电力系统峰荷时,利用压缩空气储存的能量发电,向系统供电,在电力系统低谷时,利用电网中的富余电力,通过空气压缩机储存能量。

在风力强,用电负荷减少时,将风力发电机组发出的多余电能将空气压缩并储存在洞穴中;而在无风或负荷增大时,则将储存在洞穴内的压缩空气释放出来,形成高速气流,推动涡轮机转动,并带动发电机发电,向负荷供电。压缩空气发电系统的关键是余热利用气室的密封性、经济性、可靠性等。

压缩空气储能电站的优点:①负荷平衡优点与抽水蓄能电站相似,即削峰填谷;②启动时间短,增减负荷速度快;③经济性好,每千瓦的建设费与抽水蓄能电站的大致相同。

4.3 其他储能

除了上述几种储能方式外,近年来,超导储能、超级电容器储能、制氢储能等也逐步取得了一定进展。

4.3.1 超导储能

超导储能(SMES)是利用超导线圈将电磁能直接储存起来,需要时再将电磁能返回电网或其他负荷的一种电力设施,这是一种新型高效的储能技术。超导储能系统主要由电感很大的超导蓄能线圈及使线圈保持在临界温度以下的液氮制冷器和交直流变流装置构成。

图4.4-18所示为风力发电超导储能系统。

当储存电能时,将风力发电机的交流电,经过交—



图 4.4-18 风力发电超导储能系统

直流变流器整流成直流电，激励超导线圈。放电时，直流电经逆变器装置变为交流电输出，供应电力负荷或直接接入电力系统。由于采用电力电子装置，这种转换非常简便、响应极快，并且储能密度高，结构紧凑，可用于降低甚至消除电网的低频功率振荡，对于改善供电品质和提高电网的动态稳定性有很大作用。风能超导储能系统蓄能效率可高达 90% 以上。目前，小容量超导蓄能装置已经商品化。

4.3.2 超级电容器储能

超级电容器的电荷储存发生在电极/电解质形成的双电层上以及在电极表面进行欠电位沉积、电化学吸附、脱附和氧化还原产生的电荷的迁移。与传统的电容器和二次电池相比，超级电容器的比功率是电池的 10 倍以上，储存电荷的能力比普通电容器高，并具有充放电速度快、对环境无污染、循环寿命长。

在风力发电系统直流母线侧并入超级电容器，不仅能像蓄电池一样储存能量，平抑由于风力波动引起的能量波动，还可以起到调节有功、无功的作用。

4.3.3 制氢储能

氢能作为一种无污染的二次能源，由于具有资源丰富，氢燃烧热值大且燃烧产物是水，不会产生大量的烃、CO、CO₂、SO₂、NO_x 和有机酸造成环境污染等优势，因此氢能将在未来的能源体系中占有一席之地。用电解水的方法制氢耗电，可以利用风能、太阳能等可再生能源所产生的电能来制氢，降低制氢成本。

水电解制氢是一种很成熟的传统制氢方法，具有产品纯度高和操作简便的特点，图 4.4-19 所示为风力发电制氢储能系统。把风力发电机组提供的多余电能用于电解水，使氢和氧分离。这样，只要将所得到的氢储存起来就达到了电能存储的目的；当用电负荷增大，风力减弱或无风时，将储存的氢和氧在燃料电池中进行化学反应而直接向负荷供电，从而保证供电的连续性。

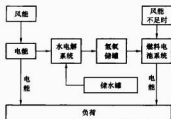


图 4.4-19 风力发电制氢储能系统

这种储能方式的实质就是将随机的不可储存的风能转换为氢能储存起来，制氢、储氢是关键技术，燃料电池则是其关键部件。

电费占整个电解水制氢生产费用的比例较大，因此通常意义上不具竞争力。但是，随着人们对水力、风能、地热能、潮汐、太阳能等资源的开发水平的提高，利用这些资源丰富地区富余电力进行电解水制氢可以获得较为廉价的氢气，还可以实现资源的再生利用，对环境与经济都具有一定的现实意义。实际上，人们所指真正绿色的氢经济，也是针对这类制氢技术而言的。

传统储氢方法有两种：一种方法是利用高压钢瓶（氢气瓶）来储存氢气，但钢瓶储存氢气的体积小，瓶里的氢气即使加压到 150 个大气压，所装氢气的质量也不到氢气瓶质量的 1%，而且还有爆炸的危险；另一种方法是储存液态氢，将气态氢降温到 -253℃，变为液体氢进行储存，但被液体氢储存箱非常庞大，需要极好的绝热装置来隔热，才能防止液态氢不会沸腾汽化。近年来，一种新型简便的储氢方法应运而生，即利用储氢合金（金属氢化物）来储存氢气，这种方法储氢密度高，优于气体储氢和液态储氢，不需要高压和绝热的容器，安全性能好。

氢燃料电池发电的基本原理是电解水的逆反应，把氢和氧分别供给阴极和阳极，氢通过阴极向外扩散和电解质发生反应后，放出电子通过外部的负载到达阳极，其化学反应的生成物只有水，是最清洁的一种发电方式。

可见，电解水制氢储能方式是一种高效、清洁、无污染、工作安全、寿命长的储能方式，但燃料电池及储氢装置的费用目前还较高。

第5章 并网型风力发电

1 风电并网系统

风力发电并网是风力发电机组组成的风力发电系统将电能输入电网，由电网再分配给负荷。风力发电场则简称为风电场。

1.1 风电并网系统组成

由风力发电机群组成的风电场 A、升压变电站 B 和输电线路 L 组成的并网型风力发电系统，是将风电电力通过 PCC 节点送入电力网络，再提供给用户，见图 4.5-1。PCC 节点是风电场与电网的连接点，又称公共连接点，通常在升压变电站出口第 1 个电杆的位置，有时候也可能设置在线路的末端。

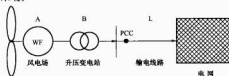


图 4.5-1 并网型风力发电系统示意图

风电相当于“负”的负荷，具有间歇性和随机性。风电在电网中的使用受到一定的限制。大型风电场并网，增加了电网运行调度的难度。风电场与常规发电厂运行特性的比较见表 4.5-1。

表 4.5-1 风电场与常规发电厂运行特性的比较

运行状态	风电场	常规发电厂
投退情况	除检修外常年与电网连接	可控，投、退按预订计划执行
功率是否可调	根据风速、风向等自动调节功率大小	可调，功率大小由自动发电控制系统（AGC）调控
发电机形式及单机容量和无功需求	异步发电机、双馈发电机或同步发电机，单机容量为 0.75~6.5MW，异步发电机要从电网吸收无功功率	同步发电机，单机容量为 300~1000MW，除提供有功功率外，也向电网提供无功功率
电网故障	电网故障时，发电机低电压保护启动，达到启动电压值时，风力发电机组从电网切除	电网故障时，电压下降，发电机强行励磁系统启动，增加励磁，支持电网电压
电网故障切除	人工干预，恢复送电	自动进行励磁调节，迅速进入正常运行状态
年等效负荷运行小时	一般为 1600~2700h	4500~6000h。水电、火电和核电略有不同
污染物排放	零排放	煤电有污染物排放问题，核电有核废料处理问题

1.2 风电场与电网

大多数风电场是通过几十千米的 110kV 及以下电压等级的线路并入电网，规划容量较大的风电场或风电场群（200MW 以上），可用 220kV 线路并网或在汇集站汇集后经 220kV 线路并网。

目前，风电场风电满负荷年平均运行小时一般在 1600~2700h 之间。因此，风电电力通常不参与电力系统的电力平衡，即在进行电源规划时，从供电可靠性的角度出发，增加风电装机容量时，不会减少常规电源的装机容量，但可按年平均小时数参与电量平衡。因此，在构建风力发电外送输电网络的同时，还必须根据风电项目的规模、发电设备特性和地区电网的情况，进行该地区电网消纳风电能力和配电网建设方案的研究、规划和设计工作。

从宏观上看，我国风能资源比较丰富的地区，大多在华北、东北、西北和东南沿海地区。

我国风电场的类型可分为小型、中型和大型，具体见表 4.5-2。

表 4.5-2 风电场类型

类型	风能资源	电网	场地	说明
小型	较好	较好	较小	可建几兆瓦容量的风电场，接入 35~66kV 及以下电压等级的电网
中型	较好	较好	合适	可建几十兆瓦容量以下风电场，接入 110kV 及以下电压等级的电网
大型	丰富	较弱	开阔	可建 100~600MW 或更大的风电场，接入 110、220kV 及以上电压等级的电网

一般，大型风电场的风能资源及场地条件比较好，但电网较弱，负荷很小。为了输送和消纳大量的风电，需要研究输电电压等级、电网结构及输电方向等，这些是风电场接入电网前期工作要考虑的内容。

电网是电能的集散地，是电能供求的平台。建设一个结构合理、抗干扰能力强、运行灵活的电网是保证安全可靠供电的首要条件。

2008 年底，我国电网中各类电源的总装机容量已达 6.22 亿 kW，全国电网分为 6 个区域电网（东北、华北、西北、华东、华中、南方），分属国家电网公司和南方电网公司。这些电网已由不同电压等级的输电线路连接起来。我国电网电压等级见表 4.5-3。

表 4.5-3 我国电网电压等级

电压等级	电压值（kV）	作用
特高压电压级	交流：1000，直流：±800	构建全国电网骨干网架，承担远距离超大型电厂接入系统（≥2000MW）
超高压电压级	交流：750、500、330，直流：±500	构建大区及中心城市电网，承担大型电厂接入系统（1000~2000MW）

续表

电压等级	电压值 (kV)	作用
高压电压级	交流: 220、110、66、35	构建城乡贴近用户的输电网, 承担中、小型电厂接入系统
中压电压级	交流: 10	构建小区贴近用户的配电网
低压电压级	交流: $380 \times 10^{-2} / 220 \times 10^{-3}$	入户的供电网

1.3 风电并网前期工作

电能产出一输送—消费三个环节是在同一时刻完成的, 电能产出由发电厂完成, 电能输送由输电网和配电网完成, 电能消费由用户采用各种用电设备将电能转换为其他能量形式后应用。电能产出一输送—消费三个环节也可用电厂—电网—负荷来对应。三者必须协调平衡发展。如果出现不平衡, 过剩或缺乏, 则必须在短时间(几毫秒到几秒内)采取措施, 切除部分电源或切除部分负荷, 达到新的平衡。否则, 就会造成电网局部地区停电, 严重时使电网崩溃, 出现大面积停电事故。因此, 在大型风电场并入电网前, 应进行前期工作, 前期工作是协调风电场和电网关系的最好方法。

风电场并入电网前期工作内容主要有输电系统规划设计和接入系统设计。

1.3.1 输电系统规划设计

输电系统规划设计由电网公司(含授权的筹建机构)和发电公司协商一致后, 共同委托有关单位开展, 并提出输电规划设计报告。上述工作的管理和报告的评审, 由电网公司按分类管理的办法进行, 即国家电网总部(500 kV 及以上的电厂项目)、区域电网公司(200~500 kV 的电厂项目)或省电网公司(200 kV 以下的电厂项目)。经国家电网公司核定后, 电厂输电规划方案应纳入电网总体规划中, 并用于指导电厂接入系统的设计工作。

1.3.2 接入系统设计

接入系统设计由发电公司根据电厂分类情况由国家电网公司、区域电网公司或省电网公司委托有资质的设计单位开展, 并提出系统设计报告。电厂接入系统的设计内容, 包括电厂接入系统的一次部分和电厂接入系统的二次部分。上述工作的管理和报告的审查, 由国家电网公司按分类管理的办法进行, 即国家电网总部(接入 750 kV 或特高压电网的电厂项目)、区域电网公司(接入 330~500 kV 电网的电厂项目)或省电网公司(接入 220 kV 电网的电厂项目)。电厂接入系统设计审查后, 审定意见由电网公司审定并主送发电公司。

审定意见内容如下:

(1) 一次部分: 风电场在系统中的作用和地位; 发电量的消纳方向; 风电场布局对电网结构的影响; 风电场接入系统的电压等级、出线方向、回路数; 从电网安全稳定需要出发, 对风电场的主接线及设备参数提出要求等。

(2) 二次部分: 继电保护; 安全稳定控制; 调度自动化; 电力市场支持系统; 电能计费; 通信系统及风电场与电网密切相关的二次系统。与上述系统配套的风电场端的设备配置意见。

2 风电与电网相互影响

风电场向电网输送电能时必须保证一定的电能质量, 通

常电能质量由频率、电压、谐波、闪变和三相不平衡度组成。

2.1 风电对电网频率和有功功率的影响

风电发出的功率是随着风速随切入或退出电网的。假定在某时刻, 电网中的部分负荷由切入风电(ΔP_W)供电, 常规电源总发电有功功率 P_G , 则等量地减少至 P_{G0} , 见图 4.5-2(a)。如果此时无风, 风电电力下降到零, 则由常规电源的旋转备用(ΔP_G)供电, 见图 4.5-2(b)。 ΔP_G 是在常规发电机电调速系统的作用下调出的, 这一过程伴随电网的频率调整。为保证不间断地给用户供电, 电网为风电准备的 ΔP_G 必须是旋转备用的, 由发电机的一次调频功能实现。

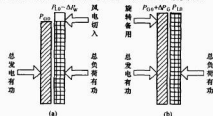


图 4.5-2 风电切入退出电网时发电与负荷功率平衡图

(a) 风电切入后; (b) 风电退出后

风电切入、退出前后电网的稳态频率, 可用下式计算, 即

$$K_P = \rho K_G + K_L = -\frac{\Delta P}{\Delta f} \times 100\% \quad (4.5-1)$$

$$K_G = \frac{(P_{G0} - P_G) / P_{GN}}{(f_0 - f) / f_0} = -\frac{\Delta P_G}{\Delta f} \times 100\% \quad (4.5-2)$$

$$K_L = \frac{(P_{L0} - P_L) / P_{L0}}{(f_0 - f) / f_0} = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} \times 100\% \quad (4.5-3)$$

$$\rho = \frac{P_{GN}}{P_{G0}} \quad (4.5-4)$$

式中: P_{G0} 、 P_{L0} 分别为与额定频率 f_0 对应的发电有功功率和负荷有功功率; P_G 、 P_L 分别为与频率 f 对应的发电有功功率和负荷有功功率; P_{GN} 为所有常规发电机组额定有功之和, $(P_{GN} - P_G)$ 为电网的旋转备用容量; K_P 为电网的频率静态特性系数, 需要由 ρ 、 K_G 、 K_L 等系数计算求出; K_G 为常规发电机组的频率静态特性系数, 与各发电机的调速特性有关; K_L 为负荷频率静态特性系数, 与所带负荷类型有关, 在 1~3 之间; ρ 为电网的旋转备用系数。

例如: 某电网旋转备用系数 $\rho = 1.05$; 常规发电机组频率静态特性系数 $K_G = 10.4$; 负荷的频率静态特性系数 $K_L = 1.5$, 风电所带负荷功率为总有功负荷的 4% ($\Delta P\%$), 计算无风时风电退出引起的频率变化, 即

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{\rho K_G + K_L} = \frac{-0.04}{1.05 \times 10.4 + 1.5} = -0.00322$$

由计算结果可知, 风电退出后, 电网频率下降了 0.322%, 由 50 Hz/s 下降到 49.839 Hz/s。在频率变化的同时, 风电切入或退出还将引起电网中线路功率的振荡, 这与风电切入功率的大小、切入的速度、切入点的位置及所注设备的惯性常数有关。如果风电切入点附近有相当于风电功率的负荷, 这部分负荷就近吸收了风电电力, 则引起的功率振

荷就较小；如果风电切入点附近没有多少负荷，风电将根据潮流分配原理送到电网的其他地方，风电电力能否畅通送出，输电线路是否过载，是否会引起线路的功率振荡，则要借助于电网潮流、暂态计算程序等进行仿真分析计算。

2.2 风电对电网电压和无功功率的影响

风电的间歇性和随机性，不仅表现在对频率和有功的影响，还表现在对电压和无功的影响。无功和电压变化的原因是在有功变化的同时，线路和变压器的无功损耗大幅度变化。线路的电压降也随之变化，并影响电网母线的电压水平，产生电压偏差。

在一定的条件下，有功功率可以长距离传输，但无功功率则应采取就地平衡的办法(如图 4.5-3 所示)，因为无功功率长距离输送的损耗很大，受端所剩无功很少。受端电压偏差也可能超过规程允许的范围。影响电压水平的元件因素见图 4.5-3。图中，并联电容器组、发电机无功功率、调相机

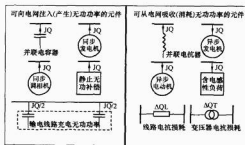


图 4.5-3 影响无功平衡元件示意图

无功功率、静止无功补偿装置和线路充电无功功率称为无功电源，它是使电网电压升高的无功。并联电抗器、异步发电机(多为风力发电机组)、异步电动机、含电感性负荷无功功率、线路电抗损耗和变压器电抗损耗、并联电抗器等，称为无功负荷，它是使电网电压下降的无功。就一条母线、一个区域城块，或一个电压区而言，无功电源与无功负荷应保持动态平衡，电压才能维持在正常的水平上。若总无功负荷大于总无功电源，电压将低于正常值，若总无功负荷小于总无功电源，电压将高于正常值。电网的运行方式在不断变化，风电切入或退出不仅时间是随机的，电力的大小也是随机的。因此，补偿方案不仅涉及容量的最大值和最小值，还涉及投入或退出容量以及投入或退出规律和策略。特别是风电装机容量很大的情况下，要满足不同运行方式时各母线电压偏差在规程规定的范围，是多个约束条件下的多目标问题。

图 4.5-4 给出某电网当 200MW 风电场出力增加

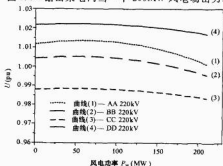


图 4.5-4 风电场出力变化对附近母线电压的影响

时，风电场周围母线电压的变化。

由图 4.5-4 可知，风电场出力从 0~200MW 变化时，风电场周围的四条母线电压首先因为输电线路充电功率导致母线电压略有提升，然后因为无功损耗增大而导致电压下跌。总的来讲，这个算例电网比较强，母线电压变化不大。在有的情况下，风电场需要补偿一定的电容器组才能保持母线电压在合理范围内。

2.3 风电对电网谐波、闪变和电压波动的影响

谐波是电网电能质量的重要指标之一。一个理想的电网是以单一恒定频率(50Hz)与额定幅值的稳定电压供电的。近年来，随着在电网中大功率变流设备和调压装置的利用、高压直流输电的应用、大量非线性负荷的出现以及供电系统本身存在的非线性元件，使电网中的电压波形畸变越来越严重，对电网造成了很大的危害。供电系统中的元件损耗增大，用电设备的使用寿命降低，干扰通信系统的正常运行。严重时，甚至还能使设备损坏，自动控制失灵，继电保护误动作，因而造成停电事故及其他问题。

不论何种类型的风力发电机组，发电机本身产生的谐波是可以忽略的，谐波电流的主要来源是发电机组中的电力电子元件。对于恒速风力发电机组来说，在持续运行过程中没有电力电子元件的参与，因而也没有谐波电流的产生。当风力发电机组进行投入操作时，软并网装置处于工作状态，将产生部分谐波电流，但由于投入过程持续时间很短，这时的谐波电流注入实际上是可以忽略的。需要考慮谐波干扰的是变速恒频风力发电机组，在运行过程中机组的变频器始终处于工作状态，谐波电流的大小与机组的输出功率相关，也就与风速大小相关。

风力发电机组可以看作谐波源，其自身特性会影响可能产生的谐波分量，此外，电网的强弱也是影响谐波成分的因素。相同的谐波源，接入较弱电网时的谐波问题比接入较强的电网更严重。适于建设大型风电场的地区一般风能资源较好，但电网较弱，因此大型风电场的并网运行就有可能对其所接入系统的电能质量造成影响。

风电场对电网电能质量的影响程度，与风力发电机组的类型、控制方式、风电场布置、所接入系统的短路容量及线路参数等因素有关。如果已知上述参数，则可以进行仿真分析，计算出由风力发电机组并网所产生的谐波分量，并用标准要求值的限制值衡量是否超标。如不满足要求，则应采取相应的措施。

电压波动和闪变，简称闪变。电压波动是指电压均方根值的脉动或连续的变化。电压变动是指电压变动特性 $d(t)$ 在时间轴上相邻两个电压极值之差，电压变动的频率 r 是单位时间内电压变动的次数。

产生闪变的原因是由波动负荷(风电可看作波动负荷)引起的。风力发电机组并网运行引起的电压波动，源于其脉动的功率输出，主要取决于风的湍流强度、风剪切、塔影效应和偏航等因素。对于三叶片风力发电机组而言，其周期性功率波动的频率为三倍的风力发电机叶片旋转频率，也就是常说的 3p 频率。3p 频率范围通常为 1~2Hz，该频率下的功率脉动占总的平均功率的比例较小。

当多台风力发电机组同时运行时，将对输出功率的脉动产生平滑作用。脉动幅度有所降低，但多台风力发电机组同时运行时将向电网输入更多的风电功率，由此引起的电压波动幅度会加大。变速恒频型风力发电机组引起的这种周期性的电压波动幅度要小得多，这得益于变速恒频风力发电机组

的控制效果。

由风力发电机组并网运行产生的 1~2Hz 的周期性电压波动,正好位于人眼对灯光照度变动最敏感的频率范围内,由此可能引起闪变问题。恒速风力发电机组引起的闪变问题相对较为严重,变速风力发电机组引起的闪变强度只相当于恒速风力发电机组的四分之一。

2.4 电网故障对风电的影响

电网故障时,风电场与常规电源的行为是不同的。风力发电机组在电网发生短路故障的情况下,机端电压下降,当下降值达到低电压保护动作定值时,风电场就会从电网中退出。对于小容量的风电场,不会对电网产生大的影响。但随着风电场容量不断增大,风电场的退出,可能导致电网有功的不平衡,造成部分负荷停电。

在上述电网故障情况下,常规发电机组的机端电压也会有下降的趋势,但由于强行励磁装置动作,加大励磁电流,提高内电势,机组不仅不会退出,还能对电网的电压及稳定起到支持作用。

电网中的短路故障有两种:一种是永久性故障,另一种是暂时性故障。这两种故障均能启动风力发电机组的低电压保护。永久性故障出现时,如果电网的保护配合正确,故障元件可在很短的时间内切除,电网迅速恢复正常。如果是暂时性故障,如由雷电产生的瞬时性故障及暂态稳定摇摆过程振荡中心邻近母线电压的暂时下降等,电网既不希望电源退出运行,也不希望损失负荷。上述两种情况均不危及风力发电机组的安全运行。如果风力发电机组能在电网故障电压暂时降低时,坚持短暂时间不跳闸,电网就能恢复正常。风电可避免电量损失,同时电网也避免损失负荷。这种能力称为风力发电机组的低电压穿越能力(简称 LVRT)。图 4-5-5 所示为国际上某电网公司对于并网风力发电机组具有低电压穿越功能的具体要求。

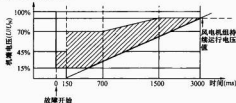


图 4-5-5 某电网公司对 LVRT 功能要求的具体参数

图 4-5-5 中粗线以上区域,是风力发电机组应该运行的区域;粗线以下区域,允许风力发电机组保护动作,使机组退出运行。如图 4-5-5 所示,电压降低至 15% 时,要求风力发电机组在运行 625ms;电压降低至 45% 时,要求风力发电机组继续运行 1000ms;电压降低至 70% 时,继续运行 2000ms;而电压在不低于 90% 时,要求风力发电机组能够持续运行。如果电网故障发生在不同的地点,风力发电机组机端电压不尽相同,但是,只要故障切除时间在低电压带的上部,则在故障过程中,风力发电机组就能运行。继续给电网输送功率,风力发电机组不损失电量,电网不损失负荷,并对电压起支持作用。

3 风电并网分析计算

风电并网与常规电源并网,在风电并网计算分析方面有所不同;其一,常规电源是将发电、输电捆绑在一起建设的。风电场由于容量相对较小,电量只有同容量火电的 1/3~

1/2,通常是接在离电网最近的末端变电站上,利用电网现有的传输容量,输送风电电力。其二,常规电源的发电机均为同步发电机,单机容量达数百兆瓦。风力发电机以感应发电机或双馈型感应发电机为主,单机容量仅为 1~2MW。一般在发出有功的同时,要从电网吸收无功功率。在发电机的数学模型上,两者是不同的。其三,风电电力是间歇的、随机的,因此,风电电力一般不参与电力平衡。

3.1 并网线路电压等级

并网线路的电压等级取决于风电场规模大小。几兆瓦至几十兆瓦容量的风电场可选 35~110kV 级的线路并网,百兆瓦至几百兆瓦容量的风电场,可选 220kV 级的线路并网。也可采用分步骤的方案,在风电场开发前期,先用 110kV 并网,随着容量的扩大,逐步提高并网线路的电压等级。

风电场可采用分步开发方案,先开发几十兆瓦容量,用 110kV 并网,随着容量的扩大,逐步提高并网线路的电压等级。

风电场年满出力发电小时数一般为 1600~2700h,远小于煤电年平均约 5000h 的指标。因此,风电场并网线路,在采用架空铜芯铝导线时,经济电流密度按表 4-5-4 拟取 1.65A/mm²,输送容量见表 4-5-5。如果按长期容许电流计算,输送容量见表 4-5-6。

表 4-5-4 导线和电缆经济电流密度 A/mm²

线路类别		架空线路		电缆线路	
导线材料		铝	铜	铝	铜
年最大负荷 利用小时 (h)	3000 以下	1.65	3	1.92	2.5
	3000~5000	1.15	2.25	1.73	2.25
	5000 以上	0.9	1.75	1.54	2

表 4-5-5 按经济电流密度 1.65A/mm² 计算的输送容量

导线型号	经济电流(A)	输送容量(MW) ^①			
		35kV	66kV	110kV	220kV
LJG-120	198.00	11.40	—	—	—
LJG-150	247.50	14.25	26.88	44.80	—
LJG-185	305.25	17.58	33.15	55.25	110.50
LJG-240	396.00	22.81	43.00	71.67	143.35
LJG-300	495.00	—	53.76	89.59	179.18
LJG-400	660.00	—	—	—	238.91

① 输送容量 $P = \sqrt{3} \times 10^{-3} UI \cos\varphi$, 其中 $\cos\varphi = 0.95$ 。

表 4-5-6 按长期容许电流计算的输送容量

导线型号	长期容许电流(A)	输送容量(MW) ^①			
		35kV	66kV	110kV	220kV
LJG-120	380	21.88	41.27	68.78	137.56
LJG-150	445	25.63	48.33	80.54	161.08
LJG-185	515	29.66	55.93	93.21	186.42
LJG-240	610	35.13	66.24	110.41	220.81
LJG-300	710	40.89	77.10	128.51	257.01
LJG-400	845	48.66	91.76	152.94	305.88

① 输送容量 $P = \sqrt{3} \times 10^{-3} UI \cos\varphi$, 其中 $\cos\varphi = 0.95$ 。

3.2 风电备用容量

电网可以提供给风电的备用容量是决定风电装机容量的重要条件。电网正常的电力平衡基本上是由常规电源承担的。风电切入发电时,将常规电源的出力下调,风电退出时,将常规电源的出力增加。电网中常规电源适应风电变化

的调节能力,称为风电所需旋转备用容量,这种发电容量可在几分钟或数十分钟升上来或降下去。分析各种运行方式下,常规电源的备用容量安排,是风电并网容量的限制条件之一。通常要分析的运行方式如下:

(1)典型高峰负荷情况下,风电切入电网的有功出力为风电装机容量容量的25%、50%、75%、100%时,电网电源如何调度的。

(2)典型高峰负荷情况下,风电电力切出电网的有功出力为风电装机容量容量的25%、50%、75%、100%时,电网电源如何调度的。

(3)典型低谷负荷情况下,风电电力切入电网的有功出力为风电装机容量容量的25%、50%、75%、100%时,电网电源如何调度的。

(4)典型低谷负荷情况下,风电电力切出电网的有功出力为风电装机容量容量的25%、50%、75%、100%时,电网电源如何调度的。

在上述4种计算分析时,都要求可调度的煤电电源应在不停机的情况下完成,原因是煤电的启动或停运,不仅需要较长的时间,而且需要大量的费用,不能适应风电切入、退出时相对快速的变化。

以上四种情况中,以在低谷负荷时,并网风电电力的切入情况最为严重。此时,电网负荷需求最小,各种可调电源处在最小技术出力下运行。

3.3 潮流及无功补偿计算

潮流及无功补偿计算是电网设计及运行中最基本的计算。潮流计算是在各规划断面图上,已知电源出力、负荷功率及电网结构的前提下,计算电网各母线或节点的电压水平、线路及变压器上的功率分布、电网各种元件的功率损耗等;用于检验母线电压是否合格,线路变压器是否过载,元件上的损耗是否合理等。

无功补偿计算是在潮流计算的基础上,着重分析电压与无功的关系;计算风电随机或间歇切入、切出电网时,风电场及邻近母线电压的变化;以检验母线电压偏差是否超标。如果出现 ΔV 超标,则应补偿电容器;如果出现 $+\Delta U$ 超标,则应补偿电抗器。由于电网运行方式是变化的,有高峰、腰荷和低谷;不同规划年的网络结构(包括线路、风电装机容量和风力发电机组形式等)也是变化的,有多个变量的排列组合,计算方式会成倍增加,可能达几十或数百个潮流计算,只有经过大量的计算,才能得到正确的补偿方案。

潮流计算的数学模型,是求解一组非线性方程组,式(4.5-5)可表示为

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} U_k = I_i \quad (i=1,2,\dots,n) \quad (4.5-5)$$

或简写为

$$YU = I \quad (4.5-6)$$

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.5-7)$$

$$U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{bmatrix} \quad (4.5-8)$$

$$I = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (4.5-9)$$

式(4.5-6)称为以节点导纳矩阵表示的网络方程。

式中:Y为由电网结构及元件参数形成的导纳矩阵;U为节点上的电压;I为节点上的注入电流。

对于节点i的注入电流 I_i ,可表示为

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{U_i \angle -\theta_i} \quad (4.5-10)$$

将(4.5-10)代入式(4.5-5)得

$$\sum_{k=1}^n Y_{ik} U_k = \frac{P_i - jQ_i}{U_i \angle -\theta_i} \quad (i=1,2,\dots,n) \quad (4.5-11)$$

式中: P_i 为i节点注入的有功功率; Q_i 为i节点注入的无功功率; U_i 为i节点的母线电压模; θ_i 为i节点的母线电压相角。式(4.5-11)即为潮流计算用的非线性方程组。

在 P_i 、 Q_i 、 U_i 和 θ_i 四个参数中,2个参数是给定的。根据节点类型的不同,给定的参数是不同的,常规电源给定 P_i 、 U_i ,负荷给定 P_i 、 Q_i ,平衡发电机给定 U_i 、 θ_i 。风力发电机组则应根据机型来给定不同的参数。总之,I是需要参与迭代的,U是待求量,Y为已知参数。式(4.5-11)有多种成熟的求解算法,可参见第八卷《电力系统工程》。

风电场可用一台或多台等值发电机表示,接于电网中的某个节点,根据风力发电机组的类型和PQ关系曲线,计算注入电流值,并参与迭代过程,直至收敛。

随着电网规模的扩大及设备数和元件数目的增加,现代电网潮流计算的规模,往往能达到几千个节点。求解潮流问题,一般都采用大型电力系统分析计算软件来完成的。

风电场并网的潮流计算,可选用具有风力发电机组模型的电力系统分析软件,并将风电场中的风力发电机组及邻近的电网进行详细的模拟,其他部分可保留原型,也可用等值网络处理。

对一个大型风电场群并网问题进行分析时,一般要考虑如下的计算工况:3个规划水平年(3种电源及网络结构)、2种风力发电机组类型、4种典型运行方式。如果风力发电机组的出力按装机容量容量的25%、50%、75%、100%四种情况来考虑,则计算工况有96种。如果选择不同的补偿方案,则计算量还会成倍增加。

3.4 短路电流计算

短路是电网中的一种故障形态,是处在运行中的线路或带电设备相与相或相与地之间发生非正常的连接,电网中基本短路故障可归纳为4种形态,如图4.5-6所示。

图4.5-6中,(a)又称为对称短路,(b)、(c)、(d)又称为非对称短路,对称短路计算只与正序网络有关,非对称短路除了正序网络参数之外,还需要计算负序网络和零序网络参数。短路故障发生时,回路中将流过短路电流,该电流比正常负荷电流大得多。如果不采取有效措施,可能对电网产生严重危害。目前,并网型风力发电机组多采用感应发电机或双馈型风力发电机(如图4.5-7所示),它们在电网短路过程中的影响是不可忽略的。

图4.5-8中各量计算时,量纲可用有名值(MVA、kV、kA或kVA、kV、A),也可用标么值(选定基准值,标么值=有名值/基准值)。

风电场并网后,是否影响电网接入点及邻近母线的短路

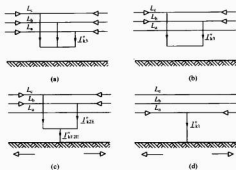


图 4.5-6 电网中 4 种基本的短路故障形态

—— 短路电流; —▷— 在导体和地中的支路短路电流

(a) 对称三相短路; (b) 两相不接地短路;

(c) 两相接地短路; (d) 单相接地短路

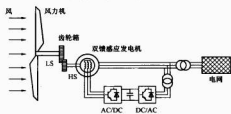


图 4.5-7 双馈型感应风力发电机组结构

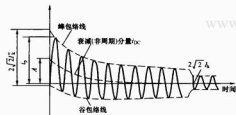


图 4.5-8 短路电流波形图

i_k^0 —对称短路电流初始值, 又称称暂态短路电流 $t=0^+$ 时刻的有效值; i_k —某时刻对称开断电流有效值, 它是电流 i_k 在经一短暂时间 t 衰减后达到的数值; i_{kp} —短路电流峰值, 它是次暂态短路电流最大瞬时值与非周期分量 i_{DC} 同时刻叠加后的瞬时值; i_{DC} —短路电流非周期分量, 又称称短路电流的直流量; $i_{k\infty}$ —稳态短路电流, 又称称短路稳态电流有效值; A —非周期分量 i_{DC} 的初始值; $S_k = \sqrt{3} I_k U_k$ 为短路容量。

容量,原有的设备是否能遮断风电场接入后的短路电流,如何根据风电场接入容量选择新设备的型号问题需要用短路电流计算的结果来回答。

在标准中,将短路电流计算分为近端短路和远端短路两种,近端短路是指接有大量电源的高压区短路,远端短路是指远离电源的中低压短路。为了定量区分两种短路,标准规定:当等效电源的外电抗大于等于等效电源的内电抗的2倍时($X_k \geq 2X_q$),则为远端短路。此时认为此类短路电流的交流有效值是不衰减的,即 $I_k = I_b = I_k$ 。如果不能满足上述条件,则认为是近端短路。认为此类短路电流的交流有效值是衰减的,即 $I_k > I_b > I_k$ 。见图4-5-9。

规划电网中短路电流计算,一般只计算最大运行方式下的短路电流,检验所选断路器的遮断容量是否满足要求。运

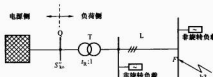


图 4.5-9 近、远端短路阻抗关系示意图

X_Q —以母线 Q 看电源侧的等值电抗; X_k —母线 Q 到短路点 F 的等值电抗(变压器电抗 X_T + 线路电抗 X_L)。

行电网中的短路电流计算,还需要计算最小方式下的短路电流,检验此电流是否大于电网中邻近电动机的启动电流,避免出现电动机启动时引起误跳闸。

短路电流计算的基本方法,是对称分量法。将 ABC 三相交流系统,转换为 012 三序系统,列出三序网络方程,再简化至故障点。根据故障点 4 种故障形态,可分别列出 4 组边界条件方程。将简化的故障点电压方程和一组边界条件方程联立求解,可得到 012 三序故障电流 $\dot{I}_{f(1)}$ 、 $\dot{I}_{f(2)}$ 、 $\dot{I}_{f(0)}$ 。通过合成方程式可得到 ABC 三相故障电流 \dot{I}_A 、 \dot{I}_B 、 \dot{I}_C 。由于电源的内阻抗均设置为故障态电流 X''_d ,计算出总的短路电流为 I_{sc} 。同时求出短路容量为 S_{sc} 。

短路电流计算一般都采用大型计算程序。计算程序中,有电磁暂态程序,可计算出短路电流瞬时值描述的波形图,如图 4-5-8 所示。图中包含了短路电流的多种成分,但常用的短路电流计算程序,为机电暂态程序或纯短路电流计算程序。这类程序计算短路电流有效值。计算时,先求出 012 故障点电流和电压,然后再合成 ABC 三相电流和电压。并求出相应的短路容量。

在含有 n 个节点的电网中, 有 m 台发电机组接入 (风电可作为相应旋转电机处理), 短路电流计算的数学模型可表示为 $n \times n$ 阶线性方程组, 有 m 个注入电流源。经简化至故障点的, 电压关系方程为式 (4.5-12) ~ 式 (4.5-14), 4 种基本故障的边界条件方程为式 (4.5-15) ~ 式 (4.5-18), 由 IZ 电流合成 ABC 电流用式 (4.5-19) ~ 式 (4.5-21), 式中转换系数 a 、 a^2 用式 (4.5-22) 和式 (4.5-23) 表示。上述各式汇总见表 4.5-7。

表 4.5-7 短路电流计算公式汇总表

名称	表达式	编号
正序故障点电压方程	$\dot{U}_{M(1)} = \dot{U}_{M(1)} + Z_{M(1)} \dot{I}_{M(1)}$	式(4.5-12)
负序故障点电压方程	$\dot{U}_{M(2)} = 0 + Z_{M(2)} \dot{I}_{M(2)}$	式(4.5-13)
零序故障点电压方程	$\dot{U}_{M(0)} = 0 + Z_{M(0)} \dot{I}_{M(0)}$	式(4.5-14)
对应图 4.5-6(a)的 边界条件方程 (对称三相短路)	$\dot{I}_{M(2)} = \dot{I}_{M(0)} = 0$ $\dot{U}_{M(1)} = 0$	式(4.5-15)
对应图 4.5-6(b)的 边界条件方程 (两相不接地短路)	$\dot{I}_{M(1)} + \dot{I}_{M(2)} = \dot{I}_{M(0)} = 0$ $\dot{U}_{M(1)} = \dot{U}_{M(2)}$	式(4.5-16)
对应图 4.5-6(c)的 边界条件方程 (两相接地短路)	$\dot{I}_{M(1)} + \dot{I}_{M(2)} + \dot{I}_{M(0)} = 0$ $\dot{U}_{M(1)} = \dot{U}_{M(2)} = \dot{U}_{M(0)}$	式(4.5-17)
对应图 4.5-6(d)的 边界条件方程 (单相接地短路)	$\dot{I}_{M(1)} = \dot{I}_{M(2)} = \dot{I}_{M(0)}$ $\dot{U}_{M(1)} + \dot{U}_{M(2)} + \dot{U}_{M(0)} = 0$	式(4.5-18)
A 相电流合成方程	$\dot{I}_{M(a)} = \dot{I}_{M(1)} + \dot{I}_{M(2)} + \dot{I}_{M(0)}$	式(4.5-19)
B 相电流合成方程	$\dot{I}_{M(b)} = a^2 \dot{I}_{M(1)} + a \dot{I}_{M(2)} + \dot{I}_{M(0)}$	式(4.5-20)
C 相电流合成方程	$\dot{I}_{M(c)} = a \dot{I}_{M(1)} + a^2 \dot{I}_{M(2)} + \dot{I}_{M(0)}$	式(4.5-21)
合成方程系数	$a = -0.5 + j0.5\sqrt{3}$	式(4.5-22)
合成方程系数	$a^2 = -0.5 - j0.5\sqrt{3}$	式(4.5-23)

式中: $\bar{U}_{\text{sc}(i)}$ 为等效电压源; $Z_{\text{sc}(1)}$ 、 $Z_{\text{sc}(2)}$ 、 $Z_{\text{sc}(3)}$ 分别为故障点 i 的正序、负序、零序短路阻抗。

故障点电压方程和故障点边界条件方程联立求解, 方程阶数与未知数相等, 可求解出各序故障电流有效值 $\bar{I}_{\text{sc}(1)}$ 、 $\bar{I}_{\text{sc}(2)}$ 、 $\bar{I}_{\text{sc}(3)}$, 经合成方程, 可求出各相电流有效值 $\bar{I}_{\text{sc}(a)}$ 、 $\bar{I}_{\text{sc}(b)}$ 、 $\bar{I}_{\text{sc}(c)}$ 。根据电流有效值 \bar{I}_k , 可导出其他各电流量值。

因此, 并网风力发电机组短路电流计算与常规计算方法的步骤相同, 但风力发电机组作为提供短路电流的电源, 应用风力发电机组的数学模型来描述, 才能得出正确的结果。

3.5 暂态稳定计算

暂态稳定计算是分析电网在受到大干扰后, 保持稳定运行的能力。在常规电源的设计和运行稳定性研究中, 暂态稳定是最重要的计算。DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》对保持电网的稳定问题提出了严格的要求, 并提出了保证暂态稳定的三级防线:

第一级, 保持电网稳定运行和对负荷的正常供电;

第二级, 保持电网稳定运行, 但允许损失部分负荷;

第三级, 可能失去稳定, 但要求尽可能缩小对电网的影响。

第一级指电网中概率较高且较轻的故障, 如单相瞬时性接地。电网遭受这类故障时, 电网应能承受并保证负荷的供电不中断。

第三级指电网出现特别严重的故障, 如大面积多处雷击及严重自然灾害。这类故障出现后, 电网应有应对机制, 缩小对电网的影响。

其他情况属第二级, 这类故障电网应能保持稳定, 但允许损失部分负荷。

风电并网的暂态稳定计算, 要分析三方面的内容: 第一, 风电场投入后, 电网承受大扰动的能力是增加, 还是降低; 第二, 风电切入或退出时, 电网频率或功率是否有变化, 稳态值或暂态值是否有超标的情况; 第三, 电网故障时, 风力发电机组因低电压保护动作, 退出运行, 对电网的影响。风力发电机组是否需要具有低电压穿越 (LVRT) 功能。

暂态稳定计算的数学模型, 是联立求解一组微分方程和代数方程, 见式 (4.5-24) 和式 (4.5-25)。

$$\frac{dx_i}{dt} = \Phi_i(x_1, x_2, \dots, x_m, y_1, y_2, \dots, y_n) \quad (i = 1, 2, \dots, m) \quad (4.5-24)$$

$$0 = F_j(x_1, x_2, \dots, x_m, y_1, y_2, \dots, y_n) \quad (j = 1, 2, \dots, n) \quad (4.5-25)$$

联立方程组中的 x 称为状态变量, 即在暂态过程开始不能突变的量, 如同步发电机的相对角 δ_0 、角速度 ω 、暂态电势 E'_q 等; y 为运行参数, 是表示暂态过程开始可以突变的量, 如电压、电流、有功、无功等。无扰动时, 上述各量在时间轴上是以初值为起点的直线。当电网出现扰动后, 如风电场因电压过低全部切除, 对电网就是一个扰动, 电网是否能承受这一扰动, 回到新的稳定状态, 则需要通过暂态稳定计算才能给出结论。

风力发电机组并网的三项计算内容, 均可用暂态稳定计算程序来完成。首先需要建立风力发电机组的暂态模型, 除 $P-Q$ 关系曲线外, 还应建立风力发电机组控制系统的模型。第一方面内容的计算时间一般为 5~30s。网络扰动方式, 通常选择风电场邻近的重载线路, 送端发生三相短路故障,

或网络枢纽变电站发生严重故障, 比较风电场满发和停运时, 电网中其他同步发电机的振荡情况。第二方面内容的计算时间, 如果以原型仿真机风电功率的变化过程, 则需要几十分钟, 也可用近似模拟风电功率曲线的变化过程, 将风电功率的变化量作为干扰量注入电网, 进行计算。第三方面内容的计算时间, 要求分析风电场群, 在故障期间低电压达到启动值后, 退出电网是否会扩大电网事故, 失去更多的负荷, 甚至造成大面积停电。

以上各项计算在风电容量占电网总容量份额较小时, 一般不会有明显的影响。若风力发电机组采用异步发电机, 则不存在与同步发电机产生同步角失稳问题。这时风力发电机组并网的暂态稳定计算, 是检查风力发电机组投运后, 在故障过程中, 对电网其他同步发电机之间的振荡有何影响, 以及风电机组对电网局部地区电压稳定性的影响。

暂态稳定计算除需要用潮流计算有关稳态参数之外, 还需要用反映暂态过程的其他相关参数。例如, 风电设备的惯性常数, 自动电压调整器、自动频率调整器的传递函数框图及具体参数, 继电保护在暂态过程中的动作情况等。

风电并网后, 对电网承受大干扰的能力是加强还是削弱的问题, 不能一概而论。计算结果表明, 有可能加强, 也可能削弱; 它与风电输电方向, 电网故障地点, 电网运行方式等诸多因素有关。

3.6 谐波与闪变计算

3.6.1 谐波计算

谐波是电能质量的指标之一, 在理想情况下, 电网提供给用户电能应具有 50Hz 正弦波形的供电电压。但在实际电网中, 电压波形会发生畸变, 出现高次谐波。高次谐波是由各种非线性负荷引起的。它们向电网注入谐波电流, 对电网而言, 使电压产生畸变, 并对运行中的设备造成危害, 使供电系统中的元件损耗增大, 降低用电设备的使用寿命, 干扰通信系统等。严重时, 甚至还能使设备损坏, 自动控制失灵, 继电保护误动作, 特别是造成并联电容器过热、过电压, 缩短电容器的使用寿命。

由于变速恒频型风力发电机组运行时需要变频器, 在运行过程中变频器始终处于工作状态。对电网而言, 这是一个谐波源。谐波电流的大小与机组输出功率大小相关, 即与风速大小相关。

风力发电机组产生的谐波, 一是与机组特性有关; 二是与电网特性有关。相同的风力发电机组, 作用在大容量电网的谐波危害程度要小, 作用在小容量电网上的谐波危害程度要大。因此, 计算时, 要有风力发电机组的谐波参数和电网的谐波阻抗参数 Z_h 。风力发电机组的谐波参数见表 4.5-8、表 4.5-9。电网的谐波阻抗可由谐波计算程序自动根据基波阻抗换算形成。

表 4.5-8 变速风力发电机组机端处的谐波电流

谐波次数	输出功率 (kW)	谐波电流/额定电流 (%)
2	$P_{\text{N}2}$	$I_{\text{N}2}$
3	$P_{\text{N}3}$	$I_{\text{N}3}$
4	$P_{\text{N}4}$	$I_{\text{N}4}$
5	$P_{\text{N}5}$	$I_{\text{N}5}$
⋮	⋮	⋮

表 4.5-9 变速风力发电机组的谐波电流畸变率

最大总谐波电流畸变率 (%)	$I_{H\%}$
最大总谐波电流畸变率的输出功率 (kW)	P_H

表 4.5-10 谐波计算基本公式汇总

名 称	表 达 式	编 号
第 h 次谐波电压含有率 HRU_h	$HRU_h = \frac{U_h}{U_1} \times 100\%$	式 (4.5-26)
第 h 次谐波电流含有率 HRI_h	$HRI_h = \frac{I_h}{I_1} \times 100\%$	式 (4.5-27)
谐波电压含量 U_H	$U_H = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (U_h)^2}$	式 (4.5-28)
谐波电流含量 I_H	$I_H = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (I_h)^2}$	式 (4.5-29)
电压总谐波畸变率 THD_U	$THD_U = \frac{U_H}{U_1} \times 100\%$	式 (4.5-30)
电流总谐波畸变率 THD_I	$THD_I = \frac{I_H}{I_1} \times 100\%$	式 (4.5-31)
j 台风力发电机组同次 ($h \leq 5$) 谐波电流注入值 $I_{\Delta h}$ (A)	$I_{\Delta h} = \sum_{i=1}^j \frac{I_{hi}}{n_i}$	式 (4.5-32)

式中: U_h 为第 h 次谐波电压 (均方根值); U_1 为基波电压 (均方根值); I_h 为第 h 次谐波电流 (均方根值); I_1 为基波电流 (均方根值)。

计算中应注意:

- (1) 风电场有几十甚至几百台风力发电机组 (见图 4.5-10), 如果已知一台风力发电机组的谐波参数, 求多台风力发电机组的同次谐波电流 ($h \leq 5$), 可用式 (4.5-32)。
- (2) 同一支路上, 有两个以上谐波源的同次谐波电流叠加时, 应先计算两个谐波电流叠加值, 再与第三个谐波叠加, 以此类推 (见 GB/T 14549—1993)。
- (3) 同一节点上, 有两个以上谐波源的同次谐波电压叠加时, 应先计算两个谐波电压叠加值, 再与第三个谐波叠加, 以此类推 (见 GB/T 14549—1993)。

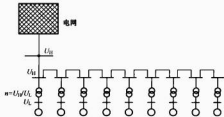


图 4.5-10 多台风力发电机组接入电网谐波示意图

将风力发电机组的谐波参数和电网谐波阻抗参数输入谐波计算程序, 可得到风电停运和投运时的谐波值, 并求出由风力发电机组引起的谐波畸变率。

3.6.2 闪变计算

电光源的电压波动造成灯光照度不稳定的人眼视觉反应称为闪变。闪变反应了电压波动引起的灯光闪烁对人视觉产生的影响。闪变是电压波动引起的一种有害结果。

风力发电引起电压波动和闪变的根本原因是并网风电机组输出功率的波动。受塔影效应、偏航误差和风电切等因素的影响, 风轮在旋转过程中的转矩不稳定, 从而使风电机组的输出功率发生波动, 且这些波动随风流速强度的增加而增加。典型

的切换操作包括风电机组的启动、发电机组的停止和发电机组的切换。在机组切换操作过程中, 切换操作会引起功率波动, 从而引起风电机组端点和其他节点的电压波动和闪变。

影响电压波动和闪变的其他因素: ①风速。闪变值随风速增加而增大, 当风速达到额定值时闪变值开始下降。②潮流强度。潮流强度越大, 闪变值越大。③并网点短路容量。短路容量越大, 闪变值越小。④网络阻抗角。在闪变值随阻抗角的变化曲线中, 阻抗角在 $60^\circ \sim 70^\circ$ 时存在一个拐点。在拐点之前, 阻抗角度越大, 闪变值越小; 在拐点之后, 阻抗角度越大, 闪变值越大。

国标 GB 12326—2000 是对 GB 12326—1990 年版的全面修订。原标准以电压波动为主, 现标准改为以闪变值为主, 以便和国际标准相对照。

关于闪变的几个主要参数见表 4.5-11。

表 4.5-11 闪变主要参数

P_u	短时间 (若干分钟) 闪变值, $P_u=1$ 为闪变引起视觉刺激性的通常限制
P_h	长时间 (若干小时) 闪变值, 即闪变弱量的量值
r	电压变动频度, 单位时间内电压变动的次数
d	电压变动特性 $d(t)$ 上相邻两个极值之差
CPF	累计概率函数, 表示被测量闪变值中, 超标的瞬时闪变值累计时间占整个测量时间的百分数

闪变有专用的计算程序, 也可在一般电力系统分析程序中扩充。

闪变计算步骤如下:

- (1) 收集制造商提供的风力发电机组有关的闪变参数。
- (2) 计算接入电网的网络阻抗参数 (阻抗模及相角) 和短路容量。
- (3) 计算风力发电机组在电网实际短路容量下的闪变值。
- (4) 根据闪变的传递原理, 计算风力发电机组对邻近负荷点的影响。

关于电压波动和闪变的限值、闪变的叠加和传递、闪变的评估等可参见 GB 12326—2000。

4 风电并网技术规定

风电随机性和间歇性的特点, 给电网的正常运行带来一定的影响, 因此, 对风电并网提出了一系列技术规定, 旨在协调电网与风电的相互关系, 旨在促进风电的快速发展和技术进步。

风电并网点有 6 个电气参数: 电网频率 f 、频率偏差 Δf 、电网电压 U 、电压偏差 ΔU 、风电输出有功 P 和风电输出无功 Q 。其中 Δf 和 ΔU 是派生的。 f 是由全电网的有功平衡决定, U 是由风电场及周边无功平衡决定, P 是由风能资源和风力发电机组参数决定的, Q 一方面取决于风电场的无功调整及无功控制, 另一方面取决于受电网与风电场 PCC 节点的无功流向。在 GB/Z 19963—2005《风电场接入电力系统技术规定》中, 对上述四个参数 f 、 U 、 P 、 Q 提出如下的基本要求。

4.1 频率

表 4.5-12 给出了频率偏离时对风电场运行的要求, 由表可知, 如果频率在规程允许的范围 (49.5~50.2 Hz), 风电场和电网都在正常运行状态, 要求风力发电机组连续运行。如果频率少许有向下超标, 在 49~49.5 Hz, 表明电网

略缺有功,此时,要求风电至少能运行10min,不要急于退出,能给电网以支持。如果频率有少许向上超标,在50.2~51Hz,表明电网有功略有过剩,此时,要求风电不再有其他机组启动投入。如果频率低于49Hz或高于51Hz,表明电网处在很不正常状态。如果低于49Hz时,表明电网有较大的有功缺额,电网不要求风电退出,风电是否退出由风力发电机组自身的最低运行频率来决定;如果高于51Hz,表明电网有功过剩,电网要求风电退出,或由电网调度部门限制风电出力运行。

表 4.5-12 频率偏离对风电场运行的要求

频率范围	要求
低于49Hz	根据风电场中风力发电机组允许运行的最低频率而定
49~49.5Hz	每次频率低于49.5Hz时要求至少能运行10min
49.5~50.2Hz	连续运行
50.2~51Hz	每次频率高于50.2Hz时要求至少能运行2min,并且当频率高于50.2Hz时,没有其他的风力发电机组启动
高于51Hz	风电场机组逐步退出运行或根据电网调度部门的指令限功率运行

4.2 电压

风电场并网点及周节点电压由风电场的无功补偿及控制方式来决定,同时与电网的结构与无功流向有关。对风电场的电压要求,体现在风电场应配有一定的无功补偿容量和无功调节手段。当并网点电压在额定电压的90%~110%时,则风电场能正常运行。如果电压偏高或偏低,则风电场可通过投切电容器组或电抗器组来调节局部无功功率的平衡,以达到调节电压的目的;也可通过调节风电场升压变压器的分接开关,来调节风电场到电网的无功流向,达到调节电压的目的。此时,升压变压器必须具备有载调压的功能。电压问题与无功问题是紧密相关的,无功功率平衡(稳态平衡与动态平衡)了,电压及电压偏差就可保证在容许值之内。

4.3 有功功率

风电场的有功功率是由实时的风速和风向等因素决定的,国外有的技术规定对风电场的有功功率变化提出了要求,我国只对有功功率变化率提出了要求,即在风电场连续运行期间,控制有功功率的变化速度。这一要求是为了使风电与电网中常规电源的调节速度和负荷上升和下降的速度相匹配。如果风电出力变化过大、速度过快,则有可能引起电网中的功率振荡。GB/Z 19963—2005规定的风电场最大功率变化率推荐值见表4.5-13。

表 4.5-13 风电场最大功率变化率推荐值

风电场装机容量	10min最大变化量	1min最大变化量
<30	20	6
30~150	装机容量/1.5	装机容量/5
>150	100	30

在电网处在非正常运行状态时,有可能对风电有功出力进行限制。例如,在午夜,当电网负荷很小,电网频率过高,常规电源的调频容量已降到最小,此时,只有两种选择,一种是让电网频率继续升高,频率偏差将超过正常值,

电能质量将难以保证;另一种是限制风电出力,使电网频率恢复到正常值。这样,风电场虽损失了部分电量,但保证了全电网的电能质量。例如,在电网发生故障时,为了防止风电输出线路过载,不得不降低风力发电机组的出力,否则,有可能引起线路过负荷跳闸,造成风电场大量甩负荷的更大损失。

由上述例子可见,风电并网和全额收购风电电量,涉及许多运行中的技术问题,这些问题除有相关的法规、规程、标准之外,还要签订并网协议,将各种可能发生的情况都估计到,做到风电场和电网之间和谐运行。

4.4 无功功率

风电场的无功补偿和控制方式,是保证电压质量的基础。补偿的总容量和每一步的调整容量多少,是否需要连续调节,选用何种补偿设备,补偿地点的选择等,需要在并网仿真计算分析中确定。因此,在仿真计算中正确模拟风力发电机组的PQ特性很重要。

对于采用普通异步发电机的风力发电机组,如果没有任何无功补偿,机组本身功率因数 $\cos\varphi$ 值一般为进相0.7~0.8之间, Q/P 为0.75~1.0,即每发100%的有功功率,要从电网吸收75%~100%的无功功率,结果将导致风电并网点的电压大幅下降。如不增加任何无功补偿,则风力发电机组是无法在电网中运行的。因此,在风力发电机的机端,通常并有若干个并联电容器组。根据风电出力的大小,自动投入或退出并联电容器组,可保证机端的功率因数 $\cos\varphi$ 值在迟相0.95~0.98之间,即每发100%的有功功率,风力发电机组向电网送出20%~33%的无功功率。这部分无功功率,可供35kV升压变压器的无功损耗,见图4.5-11。这种类型一般是阶梯式的调节。

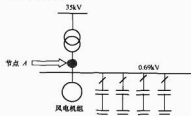


图 4.5-11 定速风力发电机组补偿电容器组

对于采用双馈型风力发电机组,风电机组功率因数 $\cos\varphi$ 值可在进相0.95到迟相0.95之间变化,见图4.5-12。这里,所谓进相0.95到迟相0.95之间,有两种含义:一是指只能运行在该区间的某条直线上,如直线a、b或c;二是可运行在进相0.95到迟相0.95之间所围面积(直线段EF-GH所围面积)的任何点上,后者比前者技术更为复杂、价

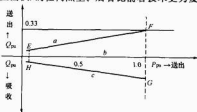


图 4.5-12 双馈风力发电机组有功-无功特性

格更昂贵。

一般来说,风力发电机组制造商供货时选用线段b,即风力发电机组节点A处与电网交换无功功率恒定为零。这一特性要优于普通异步发电机特性,但又不加运行在EF-GH区间灵活。

无论哪种类型的风力发电机组,无功问题总是涉及接入点及附近电网的无功平衡。因此,机端的无功特性只是一小部分。对于几百兆瓦的大型风电场,将通过220kV线路并网,220kV线路的充电无功会使风电场轻载时机端电压升高,重载时线路和变压器损耗造成局部电压降低。因此,补偿总容量、每步调整容量、补偿地点、调节速度、设备选型等应满足风电场并网后在不同运行方式下和风电场不同出力时的电压要求。

4.5 其他

除上述对电压、频率、有功功率、无功功率四项重要参数提出要求外,在GB/Z 19963—2005中还对电压偏差、电压波动、闪变、谐波等各项提出具体技术要求。

4.5.1 电压偏差

当风电场并网电压为110kV及以下等级时,风电场并网点电压的正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的10%;当风电场的并网电压为220kV及以上等级时,风电场并网点电压的允许偏差为额定电压的-3%~7%。

4.5.2 电压波动

风电场在公共连接点引起的电压变动应满足GB 12326的要求。其中公共连接点PCC由脉动负荷(将风电视为负的脉动负荷)引起的电压变动限值见表4.5-14。

表 4.5-14 电压变动限值

电压变动幅度 \varnothing $r(\%)$	相邻两个极值电压之差 $d(\%)$	
	低、中压	高压
$r \leq 1$	4	3
$1 < r \leq 10$	3	2.5

表 4.5-16

注入公共连接点的谐波电流允许值

标准电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值(A)											
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24
6	100	43	34	21	34	14	24	11	11	8.5	16	7.1	13
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7
66	500	16	13	8.1	13	5.4	9.3	4.1	4.3	3.3	5.9	2.7	5.0
110	750	12	9.6	6.0	9.6	4.0	6.8	3.0	3.2	2.4	4.3	2.0	3.7
标准电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值(A)											
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
6	100	6.1	6.8	5.3	10	4.7	9.0	4.3	4.9	3.9	7.4	3.6	6.8
10	100	3.7	4.1	3.2	6.0	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1
35	250	2.2	2.5	1.9	3.6	1.7	3.2	1.5	1.8	1.4	2.7	1.3	2.5
66	500	2.3	2.6	2.0	3.8	1.8	3.4	1.6	1.9	1.5	2.8	1.4	2.6
110	750	1.7	1.9	1.9	2.8	1.3	2.5	1.2	1.4	1.1	2.1	1.0	1.9

注 220kV基准短路容量取2000MVA。

续表

电压变动幅度 \varnothing $r(\%)$	相邻两个极值电压之差 $d(\%)$	
	低、中压	高压
$10 < r \leq 100$	2	1.5
$100 < r \leq 1000$	1.25	1

① 电压变动幅度,即单位时间内电压变动的次数。

4.5.3 闪变

风电场在公共连接点的闪变干扰允许值应满足GB 12326的要求,其中风电场引起的长时间闪变 P_L 和短时间闪变 P_S 按照风电场装机容量与公共连接点的干扰源总容量之比进行分配,或者按照与电网公司协商的方法进行分配。闪变限值见表4.5-15。风力发电机组的闪变测试以及多台风力发电机的闪变叠加计算,应按IEC 61400—21标准有关规定进行。

表 4.5-15 各级电压下的闪变限值

系统电压等级	低压	中压 \varnothing	高压
P_L	1.0	0.9(1.0)	0.8
P_S	0.8	0.7(0.8)	0.6

① 中压括号内的值仅适用于PCC连接点所有用户为同电压等级的用户。

4.5.4 谐波

当风电场采用带电力电子变流器的风力发电机组时,需要对风电场注入系统的谐波电流做出限制。国标GB/T 14549—93中规定的公共连接点的全部用户向该点注入的谐波电流分量(方均根值)不应超过表4.5-16中规定的允许值。

当公共连接点处的最小短路容量不同于基准短路容量时,表4.5-16中的谐波电流允许值的换算为

$$I_h = \frac{S_{kl}}{S_{kl0}} I_{hp} \quad (4.5-33)$$

式中: S_{kl} 为公共连接点的最小短路容量,MVA; S_{kl0} 为基准短路容量,MVA; I_{hp} 为第 h 次谐波电流允许值,A; I_h 为短路容量为 S_{kl} 时的第 h 次谐波电流允许值,A。

关于多台风力发电机组连接在公共连接点上谐波电流畸变总和的计算, IEC 61400—21 给出了计算方法, 如下所述。

IEC 61400—21 根据 IEC 61000—3-6 给出的由于负荷引起的谐波电流畸变的总和的计算方法, 给出了连接在公共连接点上的多台风力发电机组引起的谐波电流的计算式(4.5-34), 此式与国际大电网会议 36-05 工作组研究报告中提出的几个谐波源谐波电流的合成计算公式相一致, 即

$$I_{\Sigma n} = \sqrt{\sum_{i=1}^N \sum_{h=1}^{n_i} \left(\frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^2} \quad (4.5-34)$$

式中: N_{wi} 为连接到公共连接点上的风力发电机组的数目; $I_{\Sigma n}$ 为公共连接点上的 n 阶谐波电流畸变; n_i 为第 i 个风力发电机组变压器的变比; $I_{h,i}$ 为第 i 个风力发电机组 h 次谐波电流畸变; β 为表 4.5-17 中给出的指数。

表 4.5-17 IEC 61000-3-6 给出的指数值

谐波次数	β
$h < 5$	1.0
$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2.0

4.5.5 通信

风电场与电网调度部门之间的通信方式和信息传输, 应根据电网的要求, 由双方协商确定。内容包括提供遥测和通信信号的种类, 提供信号的方式和实时性要求, 正常运行方式下的有功、无功、电压、电流及断路器的位置和故障状态下的信息及传输等。

4.5.6 风电场测试

风电场测试必须由具备相应资质的单位进行, 并在测试前将测试方案报所接入电网管理部门备案。当风电场装机容量超过 50MW 时, 需要提供测试报告。如果新增装机容量超过 50MW, 则需要重新提交测试报告。风电场应在并网运行后 6 个月内向电网调度部门提供有关风电场运行特性的测试报告。

5 风力发电短期预测

风电场的输出功率是随机性和间歇性的, 某些区域内 1~2h 风电功率的波动可能达到几百兆瓦。随着区域内风电装机容量的增大, 其输出功率的波动会更大, 给地方电网调度带来了不少压力。另外, 为了保证用电的平衡, 系统需要留有较多的旋转备用电力, 这将增加系统的运行成本, 同时还会给系统的安全稳定运行带来隐患。因此, 风电功率的预测对于调度安排系统的发电计划、保证电力系统的安全稳定运行具有重要意义。

5.1 预测目的

风电功率预测的目的是将随机的风电功率特性变为可预知的, 可按事先安排的功率进入电网, 以减轻电力调度部门的压力。电网中负荷的总功率, 每个时刻必须与发电总功率相等, 这样才能保持电网的运行频率为 50Hz。以日运行方式为例, 首先是进行负荷预测, 根据预测的结果, 然后安排电源出力, 每日下午 4 时必须将次日 24h 带负荷的电源出力安排完毕, 并送中心调度所 AGC(自动发电控制)系统, 以指导系统运行方式。电网日负荷预测及调度流程示意图如图 4.5-13 所示。

图 4.5-13 中的负荷曲线是以负荷的历史数据为基础, 再考虑当前的气象因素和节假日因素, 然后选用各种算法并

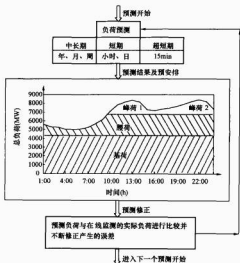


图 4.5-13 电网日负荷预测及调度流程示意图

编程求解。负荷的历史数据一般是指前 18 个月的负荷记录, 按每 15min 记录一个点, 每日记录 96 个点的数据。这些数据保存在相应的数据库中, 并按时刷新。气象因素是指考虑气候对负荷的影响, 如气温过高, 空调负荷将增加; 气温过低, 取暖负荷将增加; 气候干旱, 灌溉负荷将增加等。节假日因素是指周末等双休日对负荷的影响。计算机求出的负荷预测值, 仍要结合专家的分析来最后确定。

日负荷预测曲线大致可分为基荷、腰荷和峰荷。通常基荷由大型煤电来带。峰荷 1 和峰荷 2, 又称早高峰和晚高峰, 由启、停比较方便的水电、抽水蓄能电站或燃气轮机电站等来带。腰荷则进入电力市场, 竞价售电。这样, 每日的电力、电量都作了预安排。当然, 电网也留有一定的旋转备用容量, 以便应对突发事件对电力的需求。

如果本电网的风电电力不参与上述预测过程, 则风电以随机的方式切入或退出, 从而使腰荷部分电力重新分配。以切入为例, 风电的切入, 使电源总功率大于负荷总功率, 电网将产生频率偏差 $\pm \Delta f$ 。在 $\pm \Delta f$ 作用下, 所有电源的调速系统按调差系数来调整本机的出力。同时, 所有负荷按自己的静态频率特性, 改变从电网吸收的有功功率, 直到达到新的平衡点。这一过程称为电网的一次调频。 $+\Delta f$ 使发电出力减少, 使负荷功率增加; $-\Delta f$ 使发电出力增加, 使负荷功率减少。一次调频从原来的平衡点进入新平衡点, 伴随有静态过程和动态过程。上述全过程均可在相应的大型仿真软件中重现。

风电比例较小时, 通过电网的一次调频足以达到新的平衡点, 并能满足电能质量指标的要求, 当风电比例较大时, 一次调频有时会无法满足要求。以低谷负荷时风电切入为例, 电网低谷时, 系统已在机组的最小出力状态, 这类机组是保证电网中热负荷的最小开机, 不能停机; 风电切入时, 无常规电源出力可以下调, 电网功率处于不平衡状态, 只有对风电电力进行限制。

为了解决上述问题, 要对风电功率进行预测, 并将预测结果与电网日负荷预测的结果进行叠加, 叠加后的负荷曲线相当于将风电电力进行了预安排, 将随机的、间歇的电力从无计划变为有计划, 前提是要求预测数据有一定的精度。

5.2 预测系统

5.2.1 预测系统组成

风电功率预测系统的结构简图如图 4.5-14 所示。预测系统的主要部分是一台预测服务器，预测服务器安装有核心预测程序，并有一个友好的图形用户界面。预测服务器也需要记录风电场的参数，包括风电机组的类型、容量、台数等信息。预测服务器包含一个大容量的数据库，记录数值天气预报，测量数据和预测数据。并且预测系统能够和电力系统调度中心的其他程序通信。

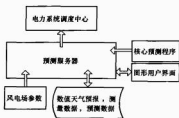


图 4.5-14 风电功率预测系统的结构简图

风电功率预测系统对数值天气预报的要求要比普通天气预报的精度要求高，主要表现在空间分辨率、时间分辨率、覆盖区域、预测范围、运行的数目和时间、计算时间、计算精度等都有一定的要求。目前，国际上使用的数值天气预报主要有下面几种：

- (1) 美国环境预报中心(NCEP)综合系统。
- (2) 欧洲中尺度气象预报中心(ECMWF)综合系统。
- (3) 德国气象服务机构(DWD)的 Lokalmodell 模型。
- (4) 丹麦气象研究院(DMI)、芬兰气象研究院(FMI)、冰岛气象局(VI)、爱尔兰气象服务部门(IMS)、荷兰皇家气象研究院(KNMI)、挪威气象研究院(DNMI)、西班牙气象研究院(INM)和瑞典气象水文研究院(SMHI)联合开发的高精度有限区域(HIRLAM)模型。

风电功率预测系统大致包括三部分：

(1) 在线检测。根据有代表性风电机组(或风电场)的实测功率，外推到整个风电场(或区域)的输出功率。

(2) 1 日前风电功率预测。采用人工神经网络(ANN)，输入数据是数值天气预报模型输出的气象数据，时间为前 17~39h 的预测值。

(3) 短期预测。需要在线实测数据作为附加输入，可提供前 15min~8h 的风电功率进行预测值。

图 4.5-15 所示为风电功率预测在线检测系统模块示意图。

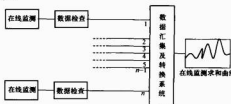


图 4.5-15 风电功率预测在线检测系统模块示意图

图 4.5-15 中， n 表示 n 台有代表性的机组，也可认为是具有代表性的风电场。如果集合的是风电机组，它将预测的是一座风电场的数据；如果集合的是风电场，它将预测的是一个区域风电场群的数据，或者是一个区域电力调度部门所含风电场的

数据。在线检测就是检测风电实时的输出功率，以便将来在预测系统中供人工神经网络进行学习和培训。

图 4.5-16 给出了 1 日前风电功率预测系统模块示意图。图 4.5-16 中， n 的含义同图 4.5-15，1 日前风电功率的预测要以数字天气预报为基础，采用人工神经网络预测 17~39h 的风电功率，以便进入下一个工作日的发电计划。

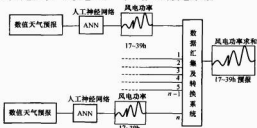


图 4.5-16 1 日前风电功率预测系统模块示意图

图 4.5-17 给出了短期风电功率预测系统模块示意图。

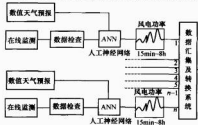


图 4.5-17 短期风电功率预测系统模块示意图

数值天气预报是风电功率预测的基础，是预测所需数据的平台。在线检测功率作为附加输入，可提供提前 15min~8h 的预测值。

在线检测并不是对每一台风力发电机组进行检测，而是选择有代表性的机组进行实测功率，外推到整个风电场(或区域)输出功率。如何实施选择有代表性的机组，要借助于相应的分析软件。

5.2.2 基础数据

风电预测系统的核心是在收集了各类在线检测的数据后，用 ANN 进行学习和培训，达到不断提高预测值的精度。在风电功率预测中需要的基础数据汇总在表 4.5-18 中。

表 4.5-18 风电功率预测基础数据

数据名称	数据内容
风电场信息	(1) 场址地理坐标 (2) 装机容量、台数 (3) 机组型号、额定功率、轮毂高度 (4) 场址位置及邻近程度
历史的风电功率数据	按时间序列风电功率输出数据，累计半年至 1 年，精度要求至少每小时 1 点，最好每日 96 个点
风力发电机组的运行数据	(1) 发电量(年、月、日) (2) 运行小时数(年、月、日) (3) 故障记录 (4) 年可用率 (5) 其他运行数据
气象与风电功率关联数据	历史气象数据与历史风电场功率输出——对应(指时间对应和地点对应)
气象数据	(1) 每座风电场的气象数据 (2) 风力发电机组轮毂高度处的风速 (3) 风力发电机组轮毂高度处的风向 (4) 气压、温度、湿度、云层厚度(非必须) (5) 取决于气象条件的其他数据

5.3 预测方法

风电功率预测方法可以分为统计方法和物理方法两类。

5.3.1 统计方法

统计方法首先根据历史数据,用时间序列、人工神经网络(ANN)和模糊逻辑等人工智能方法建立数字天气预报(NWP)结果与风电场功率输出之间的关系,并根据在线检测的数据优化短期预测。若预测的时间尺度很短(小于6h),可以仅使用基于历史数据的时间序列模型即可,但预测时间尺度较长时,必须使用NWP结果。而且,实际应用结果显示,对于提前1~6h的预测,基于NWP的短期预测模型优于时间序列模型。

5.3.2 物理方法

物理方法是根据特定区域的三维气象模型和数字天气预报数据,使用类似于风能资源分析软件WASP的微观气象模型、中尺度模型或CFD(Computational Fluid Dynamics)模型等,并结合风力发电机组的功率曲线,计算风电场的功率输出,计算过程中要同时考虑风电场的湍流、尾流等效,最后利用模型输出统计模块来校正误差。该方法对于基于NWP的6~48h预测效果较好,对于0.5~6h的短期预测需要额外的测量装置提供精确数据。

统计方法不需要理解物理特性,计算速度快;但它依赖于合适的和足够多的观测点,以及高质量与长期的实测数据。对物理方法来说,测量数据不重要,但它需要理解物理特性,需要风电场的大量信息,因此需要有气象、地理方面的专业知识,起始阶段也需要做更多的工作。

5.4 预测精度

风电场输出功率是不确定的,它要受到多种多样复杂因素的影响,而且各种影响因素也是发展变化的,这就决定了预测结果的不准确性或不完全准确性。首先,风电功率预测系统所依赖的数值天气预报可能存在误差,因为风电机组的输出功率与风速的3次方成正比,很小的风速误差可能导致较大的风电功率误差。对于采用统计方法的预测系统,预测结果的准确与否很大程度上取决于以往统计数据的好坏,优良的统计数据可以得到较好的预测结果,较差的统计数据会得到较差的预测结果。一般对整个区域的预测精度优于对单个风电场的预测,这是因为整个区域风电场输出功率具有平滑效应。预测系统性能的优劣也是影响预测结果精度的一个重要因素。随着系统的不断完善,经验和历史数据的积累,预测误差会逐渐减小。德国太阳能技术研究所开发的WPMS预测系统从2001年首次运行到2006年风电功率预测误差已经从10%减小到6.5%,如图4.5-18所示。

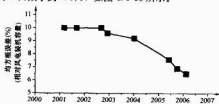


图 4.5-18 WPMS 预测系统的误差改进曲线

风电功率预测是将风电电力纳入电力调度部门发电计划的有效途径,是克服风电功率随机性、间歇性等缺点的最好办法,为风电并网运行创造了较好的条件。风电功率预测需要做好两方面工作:

(1) 基础数据的收集整理维护与更新,要做到这一点,就要使数据格式化、规范化。可以方便的存入、取出、更新及交换。对于实时数据的数据量是巨大的,用常规方法维护难以满足要求,应开发相应的数据库系统。

(2) 由于风电方面的基础数据涉及的内容广泛(历史的、实时的、气象的、电气的)。部门众多(气象部门,风电场运营商,电力调度部门等),应由相应的组织协调各方的利益,形成机制,让数据资源得以共享。

6 风电并网系统实例

6.1 电网结构

图4.5-19所示为我国北方某风电场群接入地方电网的结构简图。地方电网由1、2两部分组成,最大负荷约为700MW,它的一侧经500kV/220kV联络变压器与跨省级的大区电网相连,在地方电网的末端母线A、B、C上,接入容量不等的风电场群。风电停运时,地方电网的负荷由热电厂和坑口电厂供电,风电发电时,地方电网中的部分负荷则由风电供电。

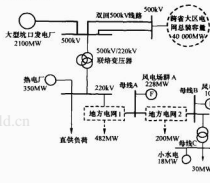


图 4.5-19 某风电场群接入地方电网的结构简图

6.2 风电场布局

6.2.1 风电场群 A

如图4.5-20所示,将接入母线A上的风电场群A展开,风电场群A包含有5座风电场A1~A5。每座风电场通过1~5km不等的35kV线路,汇集到该风电场的升压变电站TA1~TA4的35kV侧母线,并由35kV升压到220kV,再通过220kV、120km架空线路与地方电网的母线A相连。每座风电场的风力发电机组情况见表4.5-19。

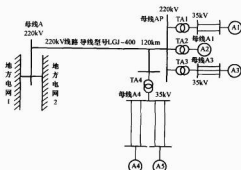


图 4.5-20 风电场群 A 接入电网结构图

表 4.5-19 风电场群 A 装机容量一览表

风电场	A1	A2	A3	A4	A5
单台容量 (MW)	0.85	0.85	0.85	0.75	0.75
台数 (台)	36	58	58	66	66
发电机组形式	双馈风力发电机组			定速风力发电机组	
风力发电机组端电压 (kV)	0.69				
箱式变电站容量 (MVA)	0.9		0.8		
箱式变电站电压	35kV/0.69kV				
合计容量 (MW)	30.6	49.3	49.3	49.5	49.5

注 风电场群 A 装机容量合计 228.2MW。

6.2.2 风电场 A1

风电场 A1 是风电场群 A 中的一个, 如图 4.5-21 所示。风电场中有 36 台风力发电机组, 每台容量为 0.85MW, 机端电压为 0.69kV, 经同容量的箱式变电站升压后接入 35kV 母线 A1。35kV 网络为架空线路, 并网计算时, 可用一台等值风电机组表示一座风电场, 也可用多台等值风电机组表示一座风电场。主要取决于风能资源的原始数据和模拟精度的要求, 4 台等值发电机比 1 台等值风电机组的精度要高。但是, 如果风能资源的原始数据不是很精确, 用一台等值风电机组就可以。

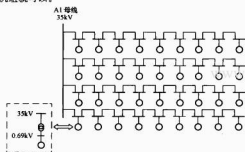


图 4.5-21 风电场 A1 内部接线示意图

6.3 风电机组的模型

6.3.1 定速风力发电机组的模型

定速异步发电机的结构, 主要包括风轮、齿轮箱及轴承、异步发电机和机端电容器等部分。为准确分析风电接入后电力系统暂态稳定特性, 需建立适用于电力系统机电暂态计算的风电机组动态模型, 风电机组的模型主要包括风力机模型、轴承模型和感应发电机模型。

(1) 风力机模型。风力机模型可表示为

$$\begin{cases} P_w = \frac{1}{2} \rho C_P(\lambda) A R v_w^3 \\ C_P(\lambda, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda_1} - 0.4\beta - 5.0 \right) e^{\frac{-21.5}{\lambda_1}} \\ \lambda_1 = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \beta^3 + 1} \end{cases} \quad (4.5-35)$$

式中: P_w 为风轮捕获的风能; ρ 为空气密度; C_P 为风机的风能转换效率系数; A_R 为风轮扫过的面积; v_w 为风速; λ 为叶尖速比; λ_1 为中间变量; β 为叶片桨距角。

(2) 轴承模型。在分析风电机组的机电暂态过程时, 需要使用轴承的双质块模型来分别表示风轮和发电机的转动惯

量。通过齿轮箱耦合的双质块模型描述风力机与发电机的方程式为

$$\begin{cases} T_M \frac{d\omega_M}{dt} = M_M - K_S \theta_S - D_M \omega_M \\ T_G \frac{d\omega_G}{dt} = K_S \theta_S - M_G - D_G \omega_G \\ \frac{d\theta_S}{dt} = \omega_G - \omega_M \end{cases} \quad (4.5-36)$$

式中: T_M 、 T_G 分别为风力机、发电机的惯性时间常数; K_S 为轴的刚度系数; D_M 、 D_G 分别为风力机风轮与发电机转子的阻尼系数; θ_S 为两质块之间的相对角位移; M_M 、 M_G 分别为风力机机械转矩与发电机电磁转矩; ω_M 、 ω_G 分别为风力机风轮与发电机转子的转速; ω_0 为同步转速。

(3) 发电机模型。机电暂态仿真时通常忽略定子侧的电磁暂态过程, 此时异步发电机方程可以表示为

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \varphi_{ds} \\ 0 = R_r i_{dr} - (P\theta_r) \varphi_{qr} + P\varphi_{dr} \\ 0 = R_r i_{qr} + (P\theta_r) \varphi_{dr} + P\varphi_{qr} \\ T_r = \varphi_{qr} i_{dr} - \varphi_{dr} i_{qr} \end{cases} \quad (4.5-37)$$

式中: v_{qs} 、 v_{ds} 分别为定子侧交、直轴电压; R_s 、 R_r 分别为定子、转子电阻; φ_{qs} 、 φ_{ds} 分别为定子侧交直轴磁通; i_{qs} 、 i_{ds} 分别为交、直轴电流; T_r 为电磁转矩; $P\theta_r = \omega\omega_r$ 表示转子相对于同步旋转坐标的相对角速度。

6.3.2 变速双馈风力发电机组的模型

变速双馈风力发电机组的空气动力学模型和轴承模型与定速风力发电机的模型类似, 这里主要给出双馈发电机的动态模型。

双馈异步发电机与普通异步机最大的不同就是其转子回路通过发电机滑环与外部电源连接, 因此, 其转子电压 u_{rd} 与 u_{rq} 不等于 0, 并且通过控制转子外接电压的值便可以控制双馈异步发电机发出的有功与无功功率, 得出同步旋转坐标系下双馈异步发电机的方程如下。

发电机电压方程为

$$\begin{cases} u_{sd} = \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} + R_s i_{sd} \\ u_{sq} = \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd} + R_s i_{sq} \\ u_{rd} = \frac{d\psi_{rd}}{dt} - s \omega_s \psi_{rq} + R_r i_{rd} \\ u_{rq} = \frac{d\psi_{rq}}{dt} + s \omega_s \psi_{rd} + R_r i_{rq} \end{cases} \quad (4.5-38)$$

式中: ω_s 为坐标系旋转角速度, 即为同步转速。

磁链方程为

$$\begin{cases} \psi_{sd} = L_{\sigma} i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \psi_{sq} = L_{\sigma} i_{sq} + L_m i_{rq} \\ \psi_{rd} = L_{\sigma} i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \psi_{rq} = L_{\sigma} i_{rq} + L_m i_{sq} \end{cases} \quad (4.5-39)$$

$L_{\sigma} = L_{\sigma s} - L_{\sigma m}$, $L_{\sigma} = L_{\sigma r} - L_{\sigma m}$, $L_m = \frac{3}{2} L_{\sigma m}$

对于双馈异步发电机, 其转子侧电压 u_{rd} 与 u_{rq} 有外接的电压值, 且整个双馈异步发电机的控制也都是通过变频器控制转子外接电压来实现的。

双馈风力发电机定子的瞬时电磁功率为

$$P_s = \frac{3}{2} (u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq}) \quad (4.5-40)$$

$$P_s = \frac{3}{2} \left[R_s (i_{sd}^2 + i_{sq}^2) + \omega_s (i_{sq} \psi_{sd} - i_{sd} \psi_{sq}) + \left(i_{sd} \frac{d\psi_{sd}}{dt} + i_{sq} \frac{d\psi_{sq}}{dt} \right) \right] \quad (4.5-41)$$

式(4.5-41)中第一项为定子铜耗,第二项为电磁功率,第三项为暂态过程中的功率项,若忽略定子的电磁暂态过程,该项为0。

定子吸收或发出的无功功率为

$$Q_s = \frac{3}{2} (u_{sq} i_{sd} - u_{sd} i_{sq}) \quad (4.5-42)$$

类似地,转子的瞬时电磁功率为

$$P_r = \frac{3}{2} (u_{rd} i_{rd} + u_{rq} i_{rq}) \quad (4.5-43)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} (u_{rq} i_{rd} - u_{rd} i_{rq})$$

双馈异步发电机定、转子总电磁功率为

$$P_{\text{电磁}} = P_s + P_r \quad (4.5-44)$$

由于对于双馈异步发电机有下式成立

$$P_r = -s P_s \quad (4.5-45)$$

双馈异步发电机的电磁转矩为

$$\begin{aligned} T_e &= \frac{P_{\text{电磁}}}{\omega_r} = \frac{P_s - s P_s}{\omega_r} = \frac{(1-s) P_s}{\omega_r} \\ &\approx \frac{(1-s) \frac{3}{2} \omega_s (i_{sq} \psi_{sd} - i_{sd} \psi_{sq})}{(1-s) \omega_s} \\ &= \frac{3}{2} (i_{sq} \psi_{sd} - i_{sd} \psi_{sq}) \end{aligned} \quad (4.5-46)$$

整个双馈风力发电机组的模型如图4.5-22所示。

6.4 数值仿真

风电场并网数值仿真时,首先要建模,该算例建模时是在图4.5-19的基础上,展开图中的设备或元件的具体连接,并给出它们的计算参数,即要将图中的大型坑口发电厂、热电厂、地方电网1、地方电网2、一次变电站和风电场群A、B、C等展开。跨省大区电网可用原型网络或等值网络替代。大型坑口发电厂、热电厂用一次主接线表示,电厂中的自动装置要给出计算框图及传递函数。地方电网可展开一个电压层次的网络,包括输电线路、变压器、并联电容器、并联电抗器、负荷及其具体结构等。如果更低一级的电压层次的网络接有相当容量风力发电机组,这部分网络结构也应展开。风电场群A、B、C,可按图4.5-20展开,并将这些设备或元件的网络结构及计算参数精确表示出来。例如,不同的风力发电机组要用各自的数学模型描述,它们的控制系统也要用相应的框图表示。变速双馈风力发电机组的建模,要按式(4.5-38)~式(4.5-46)和图4.5-22描述的框图建模。这样处理后的计算网络,其规模可达数十或数百个节点,求解的代数方程和微分方程可到几十或数百阶。本算例建模后的规模为88个节点,将上述数据输入到相应的仿真计算程序进行计算。

数值仿真计算的内容包括:所属地区风能资源分析;风能资源与地区负荷特性相关性分析;风电场并网线路及电压等级的确定;电网负荷在高峰或低谷时,风电停发或满发时的潮流分析;不同运行方式的无功补偿及配置方案;最大方式下的短路电流计算;风电场对电网暂态影响的分析;风电场对电网电能质量影响的计算分析(谐波、闪变、电压波动)等。

定速风力发电机组的相关参数变化曲线见图4.5-24,变速风力发电机组的相关参数变化曲线见图4.5-25。

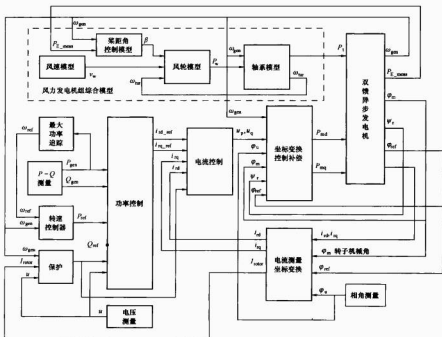


图 4.5-22 双馈风力发电机组的模型

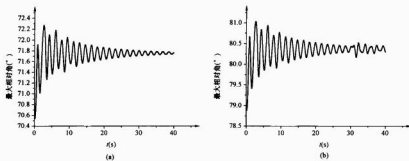


图 4.5-23 电网故障时最大功角差变化曲线

(a) 风电停运时最大相对角; (b) 风电满发时最大相对角

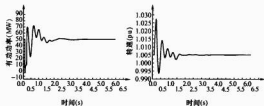


图 4.5-24 定速风力发电机组风电功率和机组转速变化曲线

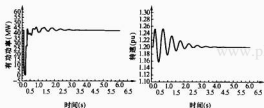


图 4.5-25 变速风力发电机组风电功率和机组转速变化曲线

通过对风电场群 A 的仿真, 得出如下结论:

(1) 风电场群 A 含 A1~A5 共 5 座风电场。所处地域风能资源丰富, 年平均风速为 6.6m/s, 年有效风时数为 6842h, 占全年 8760h 的 78%, 适宜开发风力发电。

(2) 风电场群 A 收集的风功率曲线与电网电力负荷给定的典型曲线的相关性较差, 即电网高峰负荷、电力需求较

大时, 风电出力较小。电网低谷负荷、电力需求较小时, 风电出力较大。因此, 风电的接入增加了电网频率调整的难度。

(3) 风电场群 A 总容量为 228MW, 通过 220kV、120km 线路接入地方电网母线 A, 方案是可行的。计算表明, 风电满发时, 本线路不会过载, A 母线所连其他线路也不会过载。

(4) 风电场群 A 停发、电网负荷处在低谷状态时, 由于 220kV 线路充电功率效应和负荷轻载状态, 使风电场 A 侧的 220kV 母线电压升高, 为抑制电压升高, 要在 TA4 升压变电站 35kV 母线侧安装总容量为 15Mvar 的电抗器, 可分别装 9Mvar 和 6Mvar 两组, 以便根据运行方式的变化可分段投、退。

(5) 风电场群 A 满发时, 由于 220kV 线路和变压器电抗损耗的加大, 局部地区总无功损耗约 200Mvar, 使风电场 A 的 220kV 和 35kV 母线电压降低, 为保证电网的电压水平, 需要在 A1、A3、A4 等风电场升压变电站的 35kV 母线补偿电容器共 78Mvar。

(6) 采用上述补偿方案并配以合理的控制策略, 可满足风电场群 A 在停发到满发时电网的电压偏差控制在允许的范围。

(7) 风电场群 A 风电电力的变化, 通过跨省大区电网的负荷备用和热电厂的功率调整, 对电网的频率影响较小。

(8) 风电接入后, PCC 点及邻近电网的谐波、闪变值均在规定的范围之内。

第6章 风 电 场

风电场是由多台风力发电机组构成的发电厂。风力发电机组发出的电能经过变压器、集电线路和风电场升压变电所输送到电网系统。

风力发电机组的设计寿命一般为20年,风电场要经历前期准备、建设、运营和拆除几个主要阶段。风电场的经济效益与地理环境条件、风能资源、风力发电机组、电网系统和风能政策等密切相关。

1 风电场项目前期工作

1.1 风电场项目前期工作流程

风电场项目前期工作分为:风能资源评估、风电场项目规划、风电场项目预可行性研究及风电场项目可行性研究四个阶段。风电场项目前期工作流程见图4.6-1。

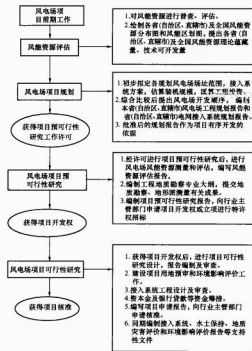


图 4.6-1 风电场项目前期工作流程

1.2 风能资源评估

在风电场项目前期工作不同阶段中,风能资源评估的重点不同。第一阶段安排的风能资源评估主要用于风电场宏观选址,其评估内容和方法见本篇第2章3.2。

1.3 风电场项目规划

风电场项目规划包括以下内容:

(1) 根据风能资源评估得出的风能资源分布成果,综合考虑土地利用、地质灾害、重要矿产资源分布、自然环境与生态保护和军事用地等,初步拟定具有开发潜力的各规划风电场场址。

(2) 对各规划风电场风能资源、地形地貌、工程地质、施工安装及交通运输条件进行分析。

(3) 初步拟定各规划风电场场址范围,估算装机容量。

(4) 进行电力电量平衡初步分析,初拟各规划风电场接入系统方案。

(5) 对各规划风电场进行环境影响初步评价。

(6) 各省(自治区、直辖市)风电场工程规划报告由各省(自治区、直辖市)主管部门负责组织有关单位编制,在规划编制过程中组织进行环境影响评价,编写环境影响评价报告。省级环境保护行政主管部门负责对规划的环境问题进行审查。

(7) 对各规划风电场估算工程造价。

(8) 对各规划风电场进行综合比较,拟定开发顺序。

(9) 根据本地社会经济发展、电网发展规划水平及其承受能力,将规划目标落实到具体项目,编制风电5年和15年发展规划及有关措施和建议。

(10) 以省(自治区、直辖市)为单位,编制本省(自治区、直辖市)风电场工程规划报告和接入系统的规划。

1.4 风电场项目预可行性研究

风电场项目预可行性研究内容包括风电场风能资源测量和评估、地质勘察及编制预可行性研究报告三部分。

1.4.1 风电场风能资源测量和评估

完整、可靠的风电场场址实测数据是风电场项目预可行性研究中最重要的一环,一般需要安装测风塔进行半年以上的实测,以获取连续的测风数据,这是风电场微观选址的重要依据,其测量与评估方法见本篇第2章3.2。

1.4.2 风电场地质勘察

在风电场项目前期工作不同阶段中,风电场地质勘察的重点不同。在预可行性研究阶段,风电场地质勘察有以下四方面内容:

(1) 在收集和了解场址地形、地质资料以及现场踏勘的基础上,编制工程地质勘察专业大纲,并组织实施。

(2) 按照《风电场场址工程地质勘察技术规定》的要求,明确勘察任务和内 容,确定风电场场址分类(一般分为简单、中等复杂和复杂场址三类)。

(3) 确定合理的勘察方法,组织进行地质测绘、物探工作和勘探工作等,完成下列地质勘察任务:

1) 提供风电场场区1:10 000~1:50 000的地形图。

2) 对风电场场址的区域构造稳定性做出评价。

3) 初步查明风电场场址的工程地质条件,对主要工程地质问题做出初步评价。

4) 根据需要进行天然建筑材料勘察。

5) 根据需要进行施工和生活用水水源的调查。

(4) 提交地质勘察报告。

1.4.3 风电场项目预可行性研究报告

在收集和了解风电场风能资源、交通运输、电网、地质资料及现场踏勘的基础上,按照《风电场工程预可行性研究报告编制办法》的要求,进行预可行性研究报告编制预可行性研究报告。

风电场项目预可行性研究报告的主要内容包括:

- (1) 初拟项目任务与规模,论证风电场建设的必要性。
- (2) 对风电场风能资源、工程地质条件进行评价,并提出地处理初步建议。
- (3) 初选风力发电机组机型,并估算风电场年上网电量。
- (4) 进行风电场电气系统设计,并列出主要设备清单。
- (5) 进行风电场土建工程设计,推荐建筑总体布置方案,简述风力发电机组基础设计。
- (6) 进行风电场施工组织设计,初拟施工总体布置方案,初估施工用地面积,初拟施工进度方案。
- (7) 进行环境影响初步评价,估算节能和减排效益。
- (8) 按照风电场项目投资估算编制办法要求进行风电场项目投资估算。
- (9) 进行风电场财务效益初步评价,估算风电场上网电价,进行项目财务敏感性分析。

1.5 风电场项目可行性研究报告

风电场项目可行性研究报告的主要内容包括:风能资源评估、风电场设计、环境影响评价、财务评价与社会效益分析、编制项目可行性研究报告等。

1.5.1 风能资源评估

风能资源评估内容与方法见本篇第2章3.2节。

1.5.2 风电场设计

风电场设计主要包括电气系统设计和土建设计。在风电场设计时,还应进一步进行风能资源实测,对从预可行性研究报告开始实测的一年数据进行评估。

本章主要介绍风电场电气系统设计和风电场土建设计中的风力发电机组基础设计,设计内容与方法见本章3.1节和3.2节。

1.5.3 环境影响评价

风电场环境影响评价内容与方法见本章6.3节。

1.5.4 财务评价与社会效益分析

财务评价与社会效益评价内容与方法见本章6.2节和6.4节。

1.5.5 风电场项目可行性研究报告

风电场项目可行性研究报告的主要内容包括:

- (1) 项目综合说明。
- (2) 项目申报单位情况。
- (3) 项目情况,包括:
 - 1) 项目名称及前期工作简要情况。
 - 2) 项目建设的必要性。
 - 3) 工程建设条件,如风能资源、工程地质等。
 - 4) 工程建设规模。
 - 5) 推荐风力发电机组选型、布置及发电量估算。
 - 6) 项目总体布置及主要建筑物结构形式、布置和主要尺寸。
 - 7) 项目配套输变电工程,包括发电接入电力系统的电压等级、出线回路数、线路长度、电气主接线、控制保护和通信等。
 - 8) 项目对外交通、运输条件,主要施工方法、施工总

布置和施工总体进度,说明主要建筑材料、供水和供电的来源。

(9) 生态环境影响分析及对策措施。

(10) 项目占地范围及指标。

(11) 劳动安全、工业卫生与消防。

(12) 项目管理。

(13) 项目工程设计概算及资金筹措。

(14) 财务评价和社会效益分析,包括:

- 1) 项目财务评价,说明项目财务评价的主要参数、计算分析成果、财务评价指标和财务可行性评价结论。
- 2) 环境效益分析,根据风电场年上网电量,计算节省的原煤量和减排的有害气体量,估算节能和减排效益。
- 3) 综合经济效益、社会效益、环境效益诸方面,提出项目建设可行性结论和意见。

2 风电场选址

风电场选址分为宏观选址和微观选址两个阶段。

2.1 风电场宏观选址

2.1.1 风电场宏观选址原则

风电场宏观选址是从一个较大的地区,对风能资源、并网条件、交通运输、地质条件、地形地貌、环境影响和社会经济等多方面复杂的因素考察后,选择风能资源丰富,而且最有利用价值的小区域的过程。目的是为风电场项目的立项和开展下一步工作提供依据。宏观选址时可选用气象部门绘制的地区风能资源分布图。在图中按照风功率密度和有效风速出现小时数进行风能资源区划,标明风能丰富的区域,用于指导宏观选址。有些地区在风能资源较好的地方已进行过现场测量,可以向有关部门咨询,尽量收集候选场址已有的测风数据或已建风电场的运行记录,对场址风能资源进行评估。

2.1.2 风电场宏观选址方法

有些地区完全没有或者只有很少现成的测风数据;还有些区域地形复杂,即使有现成测风数据用来推算测站附近的风况,但其可靠性也受到限制。在风电场宏观选址时可采用以下定性方法初步判断风能资源是否丰富。

(1) 地形地貌特征判别法。可利用地形地貌特征,对缺少现成测风数据的丘陵和山地进行风能资源粗估。地形图是表明地形地貌特征的主要工具,应采用1:50 000的地形图,能够较详细地反映出地形特征。

1) 从地形图上可以判别发生较高平均风速区域的典型特征是:

- a. 经常发生强烈气压梯度的区域内的隘口和峡谷。
- b. 从山脉向下延伸的长峡谷。
- c. 高原和台地;强烈高空风区域内暴露的山脊和山峰。
- d. 强烈高空风,或温度/压力梯度区域内暴露的海岸。
- e. 岛屿的迎风面和侧风角。

2) 从地形图上可以判别发生较低平均风速区域的典型特征是:

- a. 垂直于高处盛行风向的峡谷。
- b. 盆地。
- c. 表面粗糙度大的区域,如森林覆盖的平地。

(2) 植物变形判别法。植物因长期被风吹而导致永久变形的程度可以反映该地区风力特性的一般情况。特别是树的高度和形状能够作为记录多年持续的风力强度和主风向的证据。树的变形受几种因素影响,包括树的种类、高度、暴露

在风中的程度、生长季节和非生长季节的平均风速、年平均风速和持续的风向。其中,年平均风速是与树的变形程度最相关的因素,应注意的是,当具有明显主导风向时,树的变形程度大,当各风向发生的频率相近时,则树的变形程度小,不一定代表年平均风速低。

(3) 风成地貌判别法。地表物质会因风而移动和沉积,形成干盐湖、沙丘和其他风成地貌,表明附近存在固定方向的强风,如在山迎风坡岩石裸露及背风坡砂砾堆积。在缺少风速数据的地方,利用风成地貌有助于初步了解当地的风况。

(4) 当地居民调查判别法。有些地区由于气候的特殊性,各种地形地貌特征不明显,可通过对当地长期居住居民的询问调查,定性了解该地区风况。

2.1.3 宏观选址参数

风电场宏观选址时,将测风塔的测风数据进行分析后形成以下参数,用于判断风电场是否具有开发价值。这些参数主要包括:

(1) 风功率密度。风功率密度蕴涵风速、风速频率分布和空气密度的影响,是风电场风能资源的综合指标。风功率密度等级参考 GB/T 18710—2002《风电场风能资源评估方法》。

风功率密度等级达到或超过 3 级风况的风电场才有开发价值。3 级风况表示 10m 高度年平均风功率密度范围为 $150 \sim 200 \text{ W/m}^2$, 年平均风速参考值为 5.6 m/s ; 50m 高度年平均风功率密度范围为 $300 \sim 400 \text{ W/m}^2$, 年平均风速参考值为 7.0 m/s 。

(2) 风向频率及风功率密度的方向分布。风电场内机组位置的排列取决于风功率密度的方向分布和地形的影响。在风能玫瑰图上最好有一个明显的主导风向,或两个方向接近相反的主导风向。在山区,主风向与山脊走向垂直为最好。

(3) 风速的日变化和年变化。用各月的风速(或风功率密度)日变化曲线图和全年的风速(或风功率密度)日变化曲线图,与当地同期的电网日负荷曲线对比;用风速(或风功率密度)年变化曲线图,与当地同期的电网年负荷曲线对比;两者相一致或接近的部分越多越好,表明风电场发电量与当地负荷相匹配,风电场输出电力的变化接近负荷需求的变化。

(4) 湍流强度。风电场的湍流特征很重要,因为它对风力发电机组性能和寿命有直接影响,当湍流强度大时,会减少输出功率,并可能在极端载荷作用下,导致风力发电机组的损坏。湍流强度 I_T 值在 0.10 以下表示湍流相对较小,中等程度湍流的 I_T 值为 0.10~0.25,更高的 I_T 值表明湍流过大。对风电场而言,要求风速为 15 m/s 时的湍流强度 I_T 值不超过 0.16。

(5) 发电量初步估算。根据当地地形条件、地貌特征和风能资源情况,选择当前成熟的风力发电机组机型初步估算风电场年理论发电量。在考虑空气密度影响、湍流影响、尾流影响、叶片污染影响、风力发电机组可利用率、风电场用电和线损、气候影响停机等各种因素后,得到风电场年上网电量的估计值,再折算成年利用小时数(等效满负荷小时数),一般超过 2000h 才具备较好的开发价值。

(6) 其他气象因素。特殊的天气条件会对风力发电机组提出特殊的要求,这会增加成本和运行的困难,如最大风速超过 40 m/s 或极大风速超过 60 m/s ; 气温低于零下 20°C ; 积雪、结冰; 雷暴、盐雾、高温或沙尘多发地区等。

按照以上主要参数和参考判断,对风电场的风能资源做

出综合性评估。

在风电场宏观选址阶段,确定风电场范围和装机容量时,可根据风功率密度的方向分布和地形的影响,初步确定风力发电机组的列距约为 3~5 倍的风轮直径;行距约为 5~9 倍的风轮直径;从噪声影响和安全考虑风力发电机组离居民区和道路的安全距离至少为 500m;应尽量使风力发电机组避开粗糙的地表面或高大的建筑障碍物,风力发电机组的轮毂高度应高出附近障碍物至少 $8 \sim 10 \text{ m}$, 距障碍物的距离应为 5~10 倍的障碍物高度。

2.2 风电场微观选址

2.2.1 风电场微观选址原则

微观选址是在宏观选址中选定的小区域中选择一些确切测风位置安装测风塔,对预选风电场范围内的风能资源进行测量。根据测量结果确定风力发电机组的布局,即对风电场的布局设计进行优化,使整个风电场具有较好的经济效益。

2.2.2 风电场微观选址方法

微观选址主要包括:风能资源测量位置的选择、风力发电机组选型、风力发电机组布置及风电场发电量计算。

2.2.2.1 风能资源测量位置的选择

(1) 在宏观预选风电场范围内尽量在具有代表性的地形、地貌的位置安装测风塔,获取测风数据,为风力发电机组布局提供依据。

(2) 测风塔位置附近不应有复杂、突变的地形,以及大型的障碍物。

(3) 对于复杂地形的地区,在不同的地形位置上,可选择多个位置设立测风塔进行风能资源的测量。

2.2.2.2 风力发电机组选型

(1) 根据风力发电机组的性能、可靠性和价格,并结合风电场的风况特征、风力发电机组的安装条件和设备运输条件,确定单机容量范围,拟定若干不同的单机容量方案。

(2) 风力发电机组选型包括以下内容:

1) 根据选定的单机容量范围选择若干个机型,比较特征参数、结构特点、塔架形式、功率曲线和控制方式。

2) 根据充分利用风电场土地和减小风力发电机组间相互影响的原则,对各种机型方案进行初步布置,计算各风力发电机组标准状态下的理论年发电量。

3) 初步估算各机型方案风力发电机组及有关配套费用。

4) 通过技术经济比较初步选定机型。

2.2.2.3 风力发电机组布置

(1) 综合考虑风电场地形、地表粗糙度、障碍物等,并合理利用风电场各测站订正后的测风资料,利用专业风能资源评估软件,绘制风电场预装风力发电机组轮毂高度处的平均风功率密度分布图。

(2) 根据风电场风能资源分布情况和具体地形条件,兼顾单机发电量和风力发电机组间的相互影响,拟定若干个风力发电机组布置方案,利用风电场选址软件,对风力发电机组布置进行优化。对于复杂地形如山区、丘陵等要根据实际情况,测算各点的风力情况后,经综合考虑各方面因素如安装、地形地貌等,选择合适的地点进行风力发电机组安装。

(3) 从技术经济、风力发电机组间的相互影响和发电量等方面对各风力发电机组布置方案进行综合比较,选定风力发电机组最终布置方案,并绘制出风力发电机组布置图(见图 4.6-2)。



图 4.6-2 某风电场机组优化布置图

2.2.2.4 风电场上网电量估算

(1) 利用风能资源评估软件, 结合风电场风况特征和风力发电机组功率曲线, 计算各风力发电机组标准状态下的理论年发电量, 计算方法见本章 6.1 节。

(2) 根据风电场场址或附近的气象台(站)多年的温度、气压和湿度资料计算平均空气密度, 修正风力发电机组功率曲线, 并对风电场年理论发电量进行空气密度修正, 修正方法见本章 6.1 节。

(3) 利用风能资源评估软件评估风力发电机组尾流影响, 并估算风电场年发电量尾流影响折减系数, 一般取 5% 左右。

(4) 提出风力发电机组平均利用率, 一般取 95%; 风力发电机组功率曲线保证率, 一般取 95%; 叶片污染折减系数, 一般取 3% 左右。

(5) 根据风电场现场实测气温数据, 计算发电量低温影响, 提出风电场年发电量低温折减系数, 一般取 1%~2%。

(6) 计算风电场湍流强度, 提出湍流折减系数, 一般取 3%~5%。

(7) 计算变压器损耗及线损, 风电场自用电量等, 提出损耗系数, 一般取 3%~5%。

(8) 根据风电场具体情况, 合理考虑邻近风电场的影响, 提出年发电量折减系数, 一般取 2%~3%。

(9) 计算风电场年发电量综合折减率, 并估算风电场年上网电量、年等效满负荷小时数、容量系数等, 计算方法见本章 6.1 节。

2.3 风电场选址软件

2.3.1 软件功能

一般风电场选址软件应具有的基本功能有: 根据实测的风能资源数据, 考虑测风点周围障碍物及地表粗糙度, 生成风图谱; 对风力发电机组位置进行优化设计; 评估环境影响; 估算风电场的理论年发电量。

2.3.2 软件介绍

从 20 世纪 80 年代开始, 丹麦通过计算机对风电场进行设计, 编制相应的软件。目前, 国际上开发了 WAsP, WindFarmer, WindPro, WindSim 和 Meteodyn WT 等软件。

2.3.2.1 WAsP 软件

WAsP 是丹麦 Risoe 国家实验室开发的软件。该软件主要功能是对原始测风数据进行分析, 获取区域风能资源分布, 在此基础上考虑不同的地形条件、地表粗糙度和障碍物对风能资源分布的影响, 根据估算到某点的风能资源状况,

利用风力发电机组的功率曲线计算该风力发电机组的发电量。此外, 还可以考虑风电场各个风电机组的尾流影响, 计算风电场的理论年发电量。该软件主要适用于地形条件不是很复杂、在已知测风点处或区域极端风速(3s 或 10min)的情况下, 推算整个风电场区每一点处的极端风速情况。

目前, 已在 WAsP 软件上发展了 WAsP Engineering 软件, 可用于估算复杂地形下风力发电机组的载荷情况, 计算极端风速、风切变、风廓线及湍流强度等风特性参数。

2.3.2.2 WindFarmer 软件

WindFarmer 是英国 GH 公司开发的软件, 该软件主要功能用于风电场优化设计, 根据风电场区域内风资源的分布情况, 自动优化布置风力发电机组, 达到风电场风能利用率最优的目的。

WindFarmer 软件包含以下分析计算模块: ①基础模块, 是软件的核心模块; ②MCP 模块, 用于评估风资源数据; ③湍流强度计算模块; ④电气设计模块; ⑤经济评价模块; ⑥阴影闪烁模块; ⑦可视化模块。

2.3.2.3 WindPro 软件

WindPro 是丹麦 EDM 公司开发的软件, 该软件与 WAsP 软件联合使用, 其主要功能是对原始测风数据进行分析, 剔除无效测风数据, 对不同高度的测风数据进行相关性研究, 评估测风结果; 考虑风力发电机组尾流影响的风电场发电量计算, 并提供多种尾流模型; 对风力发电机组实际安装地点的空气密度计算; 自动修正到标准条件下的功率曲线, 并对风电场规划区域的极大风速进行分析。该软件含有数据库, 提供市场上主要风力发电机组的功率曲线和噪声水平。

2.3.2.4 WindSim 软件

WindSim 是挪威 WindSim 公司开发的软件, 该软件是基于计算流体力学方法(CFD)的风能资源评估软件, 适合复杂地形下的风能资源评估。WindSim 软件包含以下主要模块: ①地形建立、三维地形模型; ②基于 CFD 的风电场模型; ③风力发电机组布置; ④气象数据处理; ⑤风电场后处理; ⑥风能资源地图绘制; ⑦风电场年发电量计算; ⑧交互式全三维可视化模型。WindSim 软件具有计算气流在三维方向上的变化、计算规划风电场任何位置的湍流强度、风速和风向及在风轮扫掠面内的变化、规划风电场任何位置的垂直风廓线等特点。

2.3.2.5 Meteodyn WT

Meteodyn WT 是法国 Meteodyn 公司开发的软件, 该软件也是使用计算流体力学方法(CFD), 适合复杂地形下的风能资源评估, 可以直接进行基于时间序列的风能资源参数计算, 可以将多个测风塔, 以及每个测风塔不同高度的风况数据输入软件中进行综合计算, 可以考虑大气稳定度对风廓线的影响。

3 风电场设计

3.1 风电场电气系统设计

风电场电气系统设计包括电气一次系统、电气二次系统和通信系统设计。

3.1.1 电气一次系统设计

风电场电气一次系统设计主要包括接入电力系统、变电站设计和场内集电系统设计等。

3.1.1.1 风电场接入电力系统

风电场接入电力系统设计是根据风电场本期及规划装机

容量,并结合电网现状及规划情况,确定风电场接入电力系统方案,包括风电场与电力系统的连接方式、输电电压等级、出线回路数、输送容量及配套输变电工程等。

(1) 连接方式。风电场的连接方式包括低压侧和高压侧接线方式。低压侧一般包括单母线、双母线和单母线旁路接线方式。高压侧一般包括单母线、线路变压器和三角形接线方式。接线方式以经济性好,可靠性高为原则来选择。

(2) 输电电压等级。我国风电场多数处于大电网的末端,目前一般接入电网的线路电压等级为 35、66、110、220kV 和 330kV。场内的线路电压等级一般为 10kV 和 35kV。输出电压根据风电场的容量、输送距离、电网的规划建设情况,以及电能损失、电压降低情况,按照经济性最佳、技术可靠性最高为原则来确定。

(3) 出线回路数。出线回路数包括单回路和双回路。风电场一般采用单回路输电方式。尽管双回路可靠性高于单回路,但出于经济性考虑,目前风电场主要选用单回路输电方式。当风电场容量更大时,考虑更高电压等级的输出方式,造价较高,也可以采用双回路低电压的输出方式。

(4) 电网条件。当电网三相电压不平衡、电压过高过低时都会影响风力发电机组运行。一般,要求电网的三相电压不平衡度不大于 5%;电压上限不超过 +10%,下限不超过 -10%。否则,在一定时间后,风力发电机组将停止运行。

(5) 风电场无功补偿。根据风力发电机组的情况以及电网系统的要求进行无功补偿系统的设计。计算各种运行情况下需要的无功容量,确定分组投切的电容器组的组数和电容器的容量,有些情况下,需要增加电抗器。

(6) 风电场短路电流。在选择主要电气设备时应进行短路电流计算,计算内容包括短路点、短路点平均电压、短路电流周期分量起始值(有效值)、全电流最大有效值、短路电流冲击值、起始短路容量等。

3.1.1.2 风电场变电站设计

风电场变电站设计可按常规电厂变电站的设计标准和规范进行。

3.1.1.3 场内集电系统设计

电气主接线设计时,应确定风电场集电线路方案,并绘制风电场集电线路接线图。图 4-6-3 所示为某风电场电气主接线示意图。

3.1.2 电气二次系统设计

风电场电气二次系统设计主要包括风电场远程监控系统和变电站控制系统设计。

3.1.2.1 风电场远程监控系统设计

风电场远程监控系统是将风电场内各风力发电机组通过数据网络传输到主控室,对所有风力发电机组的运行数据进行监视、控制的系统,图 4-6-4 所示为风电场远程监控系

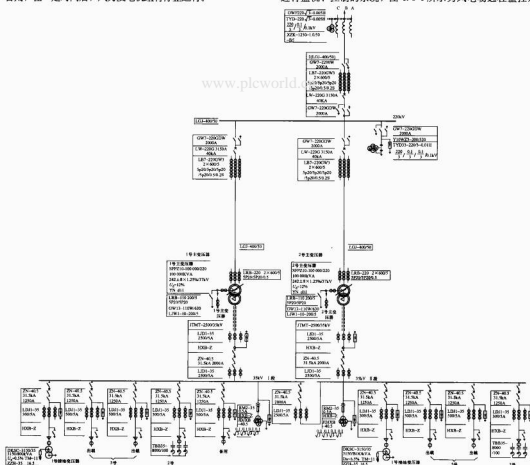


图 4-6-3 某风电场的电气主接线示意图

统示意图。远程监控系统通过电话或 Internet 网络与远方的终端通信, 可以从全球任何一个地方观察到风电场的运行情况。此系统可供现场人员对风力发电机组进行监视、记录、分析和控制。

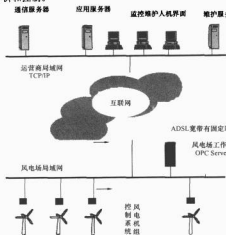


图 4.6-4 风电场远程监控系统示意图

远控系统应尽可能控制多的机组, 并尽量使远控画面与现场主控画面一致。远程监控程序应运行稳定可靠, 显示速度快, 界面友好, 操作方便。通信系统应可靠运行, 并加装防雷系统。监控系统显示风力发电机组的转速、风速、温度、功率等实时数据, 可以显示风力发电机组的故障信息, 还可以实现远程的复位和停机等操作。该系统支持文件输出、打印功能, 并具有图表生成系统, 显示功率曲线及各类运行数据的棒图、条形图和曲线图。

3.1.2.2 变电站控制系统设计

变电站控制系统设计主要包括以下内容:

(1) 变电站运行显示。根据升压变电站接入系统资料, 设计变电站运行需要显示的内容和方式。

(2) 变电站控制。确定升压变电站电气设备控制方式, 选定升压变电站计算机监控系统的结构、主要功能及主要设备配置。

(3) 变电站计量系统。确定风电场项目与电网计量点处的电流互感器、电压互感器和电能计量表的配置精度要求。

(4) 变电站保护系统。确定升压变电所的继电保护方案及设备初步选型; 根据系统要求, 提出系统保护和自动装置的配置及相应的通道; 确定各类继电保护装置的布置。

3.1.2.3 控制系统电源

风电场和变电站控制系统一般都由蓄电池组成的直流电源系统和不间断电源系统。

3.1.3 风电场通信系统设计

风电场通信系统设计包括风电场内通信系统设计和变电站通信系统设计两部分。风电场内通信方式可以采用有线和无线电话通信方式, 变电站通信方式可以采用光缆和市话等方式。

3.1.4 风电场电气系统设计报告

风电场电气系统设计报告的主要内容包括如下:

(1) 电气一次系统设计。

1) 风电场与电力系统的连接。

2) 电气主接线。

3) 主要电气设备。

4) 过电压保护及接地。

5) 主要电气设备布置。

6) 照明。

(2) 电气二次设计。

1) 风电场计算机监控系统。

2) 保护、测量、信号和就地控制。

3) 电源。

4) 二次设备布置。

(3) 风电场通信设计。

1) 风电场内通信。

2) 移动通信。

3) 与电网调度之间的通信。

4) 系统通信。

5) 远动。

6) 火灾报警系统。

7) 遥视系统。

(4) 附图。

1) 风电场工程接入电力系统地理位置接线图。

2) 升压变电站电气主接线图。

3) 风电场集电线路图。

4) 变电站用电接线图。

5) 升压变电站高压 (户外或户内) 电气设备布置图 (包括平面图和纵剖面图)。

6) 升压变电站高低压开关柜各级电压配电装置布置及平面图。

7) 主控楼电气各层布置图。

8) 风电场、变电站继电保护、电气测量等二次设备配置图。

9) 风电场计算机监控系统结构设备配置图。

10) 升压变电站计算机监控系统结构设备配置图。

11) 通信网络结构单线图。

(5) 附表。

1) 升压变电站电气主接线方案技术经济比较表。

2) 电气一次设备表。

3) 电气二次设备表。

4) 通信系统设备表。

3.2 风电场工程设计

风电场工程设计包括消防设计、土建设计、施工组织设计等。

3.2.1 消防设计

风电场消防设计包括消防总体设计、工程消防设计和施工消防设计, 按照通用的消防设计规范进行。

3.2.2 土建设计

风电场土建设计即包括确定工程等级、风力发电机组基础设计、风电场变电站和主要建筑物土建设计, 以及地质灾害治理工程设计等。

(1) 工程等级。根据各单体建筑物的工程规模及相关标准确定工程等级, 确定方法见《风电场工程等级划分及设计安全标准》。

(2) 风力发电机组基础。根据风力发电机组制造商提供的风力发电机组基础结构尺寸、基础载荷、风电场场区的地质条件, 确定风力发电机组基础结构及地基处理方法。

(3) 风电场变电站和主要建筑物土建设计。根据风电场场区的工程地质条件及箱式变电站容量, 确定箱式变电站的基础结构及地基处理方法, 箱式变电站有关技术要求请参见

DL/T 537—2002《箱式变电站技术条件》。风电场主要建筑物建设可按有关建筑设计规范和标准进行。

(4) 地质灾害治理工程。经地质灾害危险性评估后,如认为风电场区域会遭受地质灾害,则需要提出相应的地质灾害治理措施。

3.2.3 施工组织设计

施工组织设计是组织施工的指导性文件,编制正确与否将直接影响项目的安全、质量、进度和投资的目标能否顺利实现。施工组织设计流程见图 4.6-5。

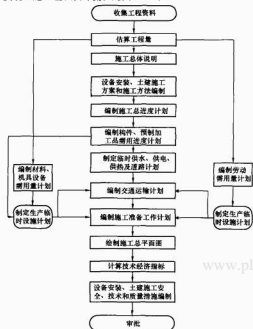


图 4.6-5 风电场施工组织设计流程

由图 4.6-5 可知,风电场施工组织设计包括如下主要内容:

- (1) 施工条件分析。
 - 1) 风电场自然条件,如地形、地质条件以及气温、地温、降水、台风、冻土层和雾的特性。
 - 2) 风电场所在地点和对外交通运输条件。
 - 3) 风电场地区主要建筑材料、施工期供水、供电的来源。
 - 4) 风电场项目的施工特点。
- (2) 施工总体布置。
 - 1) 提出施工总平面布置图。
 - 2) 估算施工用电负荷,选定供电电源、电压等级及输电方案。
 - 3) 估算施工用水量,选定施工供水方案。
 - 4) 提出场地平整土石方工程量。
- (3) 施工交通运输。根据主要设备的质量、尺寸提出满足设备运输的线路标准,初步拟订对外交通运输方案。选定进场和场内交通线路的规划、布置和标准,计算并提出工程量。
- (4) 工程征址。
 - 1) 根据国家和当地政府对工程所在地区土地资源的政策,以及当地政府规划部门对风电场项目所在地区土地利用

近期规划和长远规划,分析项目建设征址所涉及地区的社会经济情况及其影响。

2) 明确风力发电机组、箱式变电站、风电场内电缆或架空线、道路、升压变电所、送出工程及其他建筑物等永久用地的尺寸和面积,确定工程永久用地的范围和面积。

3) 明确施工中临时堆放建筑材料占地、施工人员临时居处占地、设备临时储存所占场地、风力发电机组吊装时的临时占地和其他施工过程中所需临时占地的尺寸和面积,确定工程临时用地的范围和面积。

4) 根据风电场工程所在地区的土地政策,结合工程建设用地,提出土地征地费及其他土地补偿费。

5) 给出工程征用地示意图。

(5) 主体工程施工。

1) 风力发电机组基础开挖和混凝土浇筑的施工方法。

2) 风力发电机组运输方法、安装施工技术要求 and 施工方法。

(6) 附表。

1) 施工辅助工程量表。

2) 主要施工机械汇总表。

3) 施工总进度表。

(7) 附图。

1) 施工总平面布置图。

2) 工程征址示意图。

3.2.4 工程设计概算

工程设计概算是确定和控制基本建设投资,编制施工图设计预算或项目招标标底的依据。工程设计概算按《风电场工程可行性研究报告设计概算编制办法及计算标准》的规定进行。

工程设计概算表包括如下主要内容:

- 1) 总概算表。
- 2) 机电设备及安装工程概算表。
- 3) 建筑工程概算表。
- 4) 其他费用概算表。
- 5) 分年度投资概算表。

4 风电场建设

4.1 风电场建设准备

4.1.1 项目公司

开发商获取风电场开发权后,经过政府的核准程序,需要注册成立项目公司负责投资、建设运行和管理风电场项目,保证各投资方的合法收益。项目公司一般在当地注册成立,公司性质一般为有限(责任)公司。风电场项目公司设立注册流程见图 4.6-6。

4.1.2 项目资金

对于国内投资的电力项目,项目资金数额不得小于项目总投资的 20%;对于中外合资项目,见表 4.6-1。

表 4.6-1 项目资金数额

项目投资 < 300 万美元	资本金 ≥ 70%
300 万美元 ≤ 项目投资 < 1000 万美元	资本金 ≥ 50%
1000 万美元 ≤ 项目投资 < 3000 万美元	资本金 ≥ 40%
项目投资 ≥ 3000 万美元	资本金 ≥ 30%

另外,中外合资企业中的外方投资比例不得小于总资本金的 25%。项目资金可以在注册时用作注册资金,注册完成后用于工程开支。

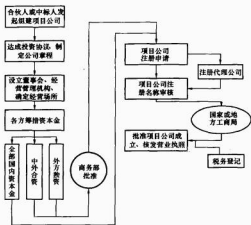


图 4.6-6 风电场项目公司注册注册流程

4.1.3 项目招标

陆地风电场项目主设备投资占总投资的 70% 以上，为控制工程造价，按照国家有关法律法规的规定，风电场主设备的采购需要进行招标。风电主设备若需进口，则按国际通行做法，采用国际招标方法进行。风电场附属设备项目如塔架、箱式变压器、附属工程施工等也应进行招标。另外，主设备（风力发电机组）安装和工程监理等也应进行招标。

招标时尽可能采用整个工程总承包，实行交钥匙工程，这样既可以保证工程质量，确保工期，又可以降低工程造价，同时便于工程管理。

4.2 风电场工程施工

4.2.1 施工组织

风电场工程施工包括土建、场地、道路、风力发电机组基础、场内汇流线路、升压变电站、设备场内外运输、机组吊装、调试和试运行等。

风电场项目施工前，项目公司委托有资质的单位进行风电场工程项目施工设计，按设计要求进行工程施工组织，制订施工计划包括施工进度计划，各类物资和劳动资源的需用量，布置施工现场的平面和空间，施工现场的技术、安全、环保措施。

风电场项目施工前，项目公司应了解如下情况：

(1) 风电场自然条件，如水文、地质、地震、气象等资料。寒冷及严寒地区冬季施工，要了解当地冻土情况，土建工程必须在土冻前完成。

(2) 电网建设情况，如风电场离电网较远，送出工程应先行施工。

(3) 交通运输情况，设备运输到达场区的外界运输条件。尤其大型风力发电机组叶片运输，如运输道路（如山路）、桥梁、涵洞等是否满足设备运输条件；场区内是否需要修建施工运输道路，以满足设备运输、安装、现场施工通行和吊车转场的要求。

(4) 风力发电机组单机在风电场内布置情况，确定如下基础施工方案。

- 1) 施工场地的平整。
- 2) 施工道路修建。
- 3) 施工及生活用水。
- 4) 施工用电。

5) 通信。

4.2.2 土建施工

4.2.2.1 风力发电机组基础施工

风力发电机组通过基础竖立在陆地或海洋上，陆上风力发电机组基础均为现浇钢筋混凝土独立基础，按结构形式可分为块状基础和框架式基础两种。

块状基础即重力基础，按结构剖面又可分为倒“凹”形和“凸”形两种（见图 4.6-7），块状基础为方形或多边形实体钢筋混凝土；“凸”形与“凹”形相比，均属实体基础，区别在于扩展的底座盘上回填土也成了基础重力的一部分，可节省材料降低费用。

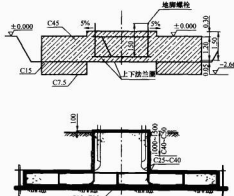


图 4.6-7 风力发电机基础

框架式基础是桩基群与平面板梁的组合体，从单个桩基持力特性看，又可分为摩擦桩基和端承桩基两种；桩上的荷载由桩侧摩擦力和桩端阻力共同承受的为摩擦桩基；桩上荷载主要由桩端阻力承受的则为端承桩基。

海上风力发电机组基础有桩式基础、重力式基础、沉箱式基础和漂浮式基础等，详见本篇第 6 章 7.2 节。

根据基础与塔架连接方式，基础又可分为地脚螺栓式和法兰筒式两种类型。前者塔架用螺母与尼龙弹性平垫固定在螺栓上，后者塔架法兰与基础段法兰用螺栓对接。地脚螺栓又分为单排螺栓、双排螺栓、单排螺栓带上下法兰圈等。根据风电场地质状况，决定风力发电机组基础是采用标准设计还是特殊设计，有的还需要打桩处理。

载荷是风力发电机组基础设计的重要参数。除了载荷外，还要考虑安装地点的水文地质条件如土壤的模量、承载能力、地下水深度、冻土层最大深度等。基础要满足如下条件：

(1) 地基上的载荷不超过地基容许的承载能力，以保证地基在防止整体破坏方面有足够的安全储备。

(2) 基础的沉降不超过地基容许的变形值，以保证风力发电机组不因地基的变形过大而影响机组的正常运行。

陆地风力发电机组基础设计和施工方法可参见有关标准和规范。

4.2.2.2 建筑物施工

风电场建筑物包括变电站、主控制楼（含配电室）、风电场综合楼、车间、独立的危险品仓库，可按常规房屋建筑施工方法进行施工。

4.2.2.3 道路施工

风电场道路施工可按常规道路施工方法进行施工，一般采用碎石路或硬质土路基。

4.2.3 风力发电机组吊装

风力发电机组吊装应按国家有关起重操作规定进行,机舱、风轮起吊时,风速不能超过安全起吊风速值。安全起吊风速由风力发电机组设备安装技术规定确定,一般吊车桅顶高度处风速应小于 $10\sim 12\text{m/s}$ 。

4.2.3.1 塔架吊装

塔架一般分为3节,运输到现场卸货时,要尽量一次摆放在吊车的旋转起吊半径范围内,或适于吊车作业的位置,避免二次搬运。摆放塔架时要固定稳妥,防止发生滚动。

有些塔架需要在吊装前将塔内电缆、接线箱、爬梯、照明系统等提前安装完成。在吊装前,应先将风力发电机组主控制柜固定就位。吊装塔架应采用专用吊具,起吊时采用2台吊车,待抬到一定高度时,由其中一台吊车将每节塔筒举升到吊装高度。

在吊装顶节塔筒时,如果当天不能安装机舱,或风速过高无法继续安装时,要停止安装顶节塔筒,避免夜间大风损毁整个塔架。

4.2.3.2 机舱吊装

机舱吊装时,按照厂家安装要求将机舱与吊车吊钩连接,注意避免链条绞拧。吊车操作前,应确认机舱重量和吊车作业半径。采用晃绳调整和固定机舱方向和位置,吊装前拉绳人员应就位并在机舱两侧拉住晃绳将机舱固定好,先将机舱吊起离地面 $0.1\sim 0.2\text{m}$,检查被吊机舱是否平稳和牢固。待上述工作完成并检查无误后,吊车缓慢起吊,在空中与塔架顶部法兰连接。将所有螺栓采用紧固力矩扳手进行紧固后,再脱钩与吊车分开。

4.2.3.3 风轮吊装

风轮吊装时,一般采用整体吊装,应用大小2台吊车如图4.6-8所示。小吊车在地面进行风轮组装后,再用2台吊车抬吊方法吊装风轮。其中,小吊车吊住垂直向下的叶片,大吊车吊住轮毂处,2台吊车将风轮吊起离开地面几米高度后,大吊车继续向上,当整个风轮旋转面与地面垂直后,将小吊车的固定绳索解开,由大吊车单独吊住风轮到达轮毂高度。风轮吊装时应用2个晃绳固定在上部2个叶片上,在与轮毂对接牢固后,再解下晃绳,与吊车分开。

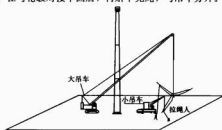


图 4.6-8 风轮吊装示意图

4.3 风电场项目调试

4.3.1 调试准备

风电场调试前应进行以下准备工作:

- (1) 由调试承包商编制调试进度计划和调试大纲。
- (2) 设定和修改调试过程中电气和控制参数。当需要临时退出电气、控制保护和联锁时,应办理《电气、控制保护、连锁解除/恢复投用审批表》。
- (3) 建立设备停、送电管理制度,设备停、送电操作必须执行操作票制度。

4.3.2 风力发电机组单机调试

风力发电机组单机调试主要包括以下内容:

- (1) 机舱/塔架振动停机试验。
- (2) 偏航解缆及稳定性试验。
- (3) 转速变化稳定性试验。
- (4) 启动和并网稳定性试验。
- (5) 正常停机和紧急停机,含风轮气动制动和机械制动试验。
- (6) 超速保护试验。
- (7) 飞车试验。
- (8) 集控功能试验。

调试时,风力发电机组各种控制参数按规定要求设定;调试后,应安全无故障地连续并网运行达到合同中规定的运行时间,一般不少于240h。

4.4 风电场工程验收

风电场工程验收分为单项工程验收、单位工程验收、整套启动试运行验收和移交生产验收,见图4.6-9。

验收一般由项目公司组织,参加人员来自土建承包商、安装承包商、调试承包商、设备制造商、监理公司、设计咨询公司,以及聘请的行业专家。

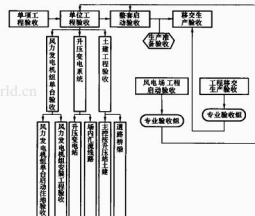


图 4.6-9 风电场工程验收流程

4.4.1 单项工程验收

单项工程验收指风力发电机组和升压变电站的分项工程、分部工程、单位工程、隐蔽工程等验收。

4.4.2 单位工程验收

单位工程验收指风力发电机组、升压变电站、汇流线路、主控楼等建筑、交通道路等。

4.4.2.1 风力发电机组验收

(1) 风力发电机组安装工程验收。风力发电机组安装工程验收包括风力发电机组基础、风力发电机组安装、风力发电机组监控系统、塔架、电缆、箱式变电站、防雷接地网等分部工程验收。

检查风力发电机组、箱式变电站的规格型号、技术性能指标及技术说明书、试验记录、合格证件、安装图纸、备件条件和专用工具及其清单等。

(2) 单台机组启动调试试运行验收。

(3) 验收检查的内容:

- 1) 风力发电机组的调试记录。
- 2) 按照合同及技术说明书要求,核查风力发电机组各

项性能指标是否符合要求。

3) 风力发电机组自动、手动启停操作控制是否正常。

4) 风力发电机组各部件温度有无超过产品技术条件的规定。

5) 风力发电机组发电机集电环及电刷工作情况是否正常。

6) 齿轮箱、发电机、油泵电动机、偏航电动机、变频器电动机转向应正确、无异声。

7) 控制柜微机组件版本和功能及各种参数设置是否符合设计要求。中央监控与远程监控工作是否正常, 是否能显示风力发电机组的各种信息、参数和曲线。

4.4.2.2 升压变电站验收

升压变电站设备安装调试工程验收由主变压器、高低压电器、母线装置、盘柜及二次回路接线、低压配电设备等部分的安装调试及电缆敷设、防雷接地装置等分部工程验收组成。

升压变电站建筑工程验收由基础、框架、砌体、屋面、门窗、装饰、室内外给排水、照明、采暖、附属设施等分部工程验收组成。

升压变电站启动验收。按常规电厂升压变电站验收程序进行, 启动试运行时间为 72h。

4.4.2.3 汇流线路验收

风电场内电力汇流线路验收由电力线路工程的电杆基础、电杆组立和绝缘子安装、拉线安装、导线架设等分部工程验收及电缆工程的电缆沟制作、电缆保护管的加工敷设、电缆支架的配置与安装、电缆以及敷设、电缆终端和接头制作等分部工程验收组成。

4.4.2.4 交通工程验收

交通工程由路基、路面、排水沟等分部工程验收组成。

4.4.2.5 消防工程验收

消防工程验收包括消防应急系统、消防设施和器材验收。消防工程验收应按国家消防有关标准进行。

4.4.3 整套启动试运行验收

当风电场项目中所有风力发电机组调试、试运行验收通过后, 应进行整套启动试运行验收。这是对风电场项目建设工程质量的总体评价。

验收时应提供下列资料:

- 1) 工程总结报告。
- 2) 建设单位工程总结报告。
- 3) 设计单位设计总结报告。
- 4) 调试单位调试总结报告。
- 5) 施工单位施工总结。
- 6) 监理单位监理报告。
- 7) 质量监督部门质量监督报告。
- 8) 工程投资效益分析报告。
- 9) 备查文件、资料。

1) 施工设计图纸、文件 (包括设计更改联系单等) 及竣工图纸、文件。

2) 施工记录及有关试验检测报告。

3) 监理、质量检查记录、签证文件。

4) 各单位工程与单机启动调试试运行验收记录及签证文件。

5) 历次验收所发现的问题整改消缺记录与报告。

6) 工程项目可研、立项、扩充设计报告及上级有关审批文件。

7) 风力发电机组、变电站等设备产品技术说明书、使用手册、合格证件等。

8) 招标文件、施工合同、设备订货合同及有关技术要求文件。

9) 生产准备中的有关运行、规程、制度及人员编制、人员培训情况等资料。

10) 有关来往传真、工程设计与施工协调会议纪要等资料。

11) 土地征用、环境保护等方面的有关文件资料。

5 风电场运行与维护

5.1 风电场运行

一般, 风力发电机组制造商对其出售的设备提供 2 年的质保期。2 年内保证风力发电机组的可用率达到 95% 以上。因此, 风电场投入运行后, 2 年质保期内由设备制造商负责风电场风力发电机组运行, 风电场项目公司的运行和检修人员参与机组运行, 但升压变电站和其他设备、设施由风电场项目公司负责。质保期结束后, 所有风电场设备运行均由风电场项目公司负责。

5.1.1 风电场运行内容

5.1.1.1 风电场运行操作

风电场运行操作方式分为自动运行操作和手动运行操作两种。

(1) 风力发电机组自动运行。

1) 风力发电机组自动启动: 风力发电机组处于自动状态, 当风速达到启动风速范围时, 风力发电机组按程序自动启动并入电网。

2) 风力发电机组自动停机: 风力发电机组处于自动状态, 当风速超出正常运行范围时, 风力发电机组按程序自动与电网解列、停机。

(2) 风力发电机组手动运行。

1) 风力发电机组手动启动: 当风速达到启动风速范围时, 手动操作启动键或按钮, 风力发电机组按程序启动并网。

2) 风力发电机组手动停机: 当风速超出正常运行范围时, 手动操作停机键或按钮, 风力发电机组按程序与电网解列、停机。凡经手动停机操作后, 需再按“启动”按钮, 方能使风力发电机组进入自启状态。

3) 故障停机和紧急停机状态下的手动启动操作: 风力发电机组在故障停机和紧急停机后, 如故障已排除且具备启动的条件, 重新启动前必须按“重置”或“复位”就地控制按钮, 方能按正常启动操作方式进行启动。

风力发电机组手动启动和停机有以下四种操作方式。

(1) 主控室操作: 在主控室操作计算机启动键和停机键。

(2) 就地操作: 断开远控操作开关, 在风力发电机组的控制盘上, 操作启动或停机按钮, 操作后再合上远控开关。

(3) 远程操作: 在远程终端操作启动键或停机键。

(4) 机舱上操作: 在机舱的控制盘上操作启动键或停机键, 但机舱上操作仅限于调试时使用。

5.1.1.2 风电场维护状态

当风力发电机组运行一定时间后, 按照厂家使用手册要求, 应对机组进行定期维护, 如半年进行一次维护, 在维护前, 应将风力发电机组从运行状态改变到停机状态, 再将机组置于维护状态。这时, 除非人为操作, 机组不会启动运行, 应在机组状态按钮处悬挂“有人工作, 禁止操作”的牌子, 以避免发生危险。

5.1.1.3 风电场运行监视

(1) 风电场运行人员每天应按时记录当地天气预报,了解气候状况,做好风电场安全运行的事故预想和对策。

(2) 运行人员每天应定时通过主控室计算机的屏幕监视风力发电机组各项参数变化情况。

(3) 运行人员应根据计算机显示的风力发电机组参数,变化情况进行分析时,发现异常情况时要进行连续监视,并根据变化情况做出必要处理,同时进行故障记录与统计。

5.1.1.4 风电场运行巡检

(1) 正常巡视。

1) 风电场应制定正常巡检计划、内容和巡检路径。

2) 风电场的定期巡视人员应按巡检计划定期对风力发电机组、风电测风装置、升压变电站、场内集电线路进行巡回检查,发现缺陷及时处理,并进行记录。

3) 巡检时,应目视检查风力发电机组外观有无明显缺陷,检查风力发电机组在运行中有无异常响声,叶片运行状态、偏航系统动作是否正常,电缆有无连续情况等。

4) 检查风力发电机组各部分是否漏油。

(2) 特殊巡视。

1) 当风力发电机组遇到沙尘暴、雷击、台风和冻雨等异常气候,当机组带故障运行或经过抢修和或大修后或新设备(技术改造)投入运行后,需要增加特殊巡回检查内容,必要时增加特巡次数。

2) 特殊巡检后应单独填写特巡记录。

5.1.2 风电场运行记录

风电场运行记录包括如下内容:

(1) 运行日志。日志应记录每日发电量、风速大小、气候变化、抄表记录以及风电场发生的事件、处理过程和结果。

(2) 故障记录。每台风力发电机组应配备故障记录表,发生故障时,特别是不可自动复位故障,应详细记录故障类型、出现故障时间、当时机组状态、外界条件(如风速大小、气候变化、机组异常情况等);另外,运行人员处理内容、处理过程和结果,都应记录。必要时,应及时填写缺陷处理申请单,转交检修人员,进行修复。

(3) 发电数据记录。发电数据记录包括每台风力发电机组的发电量、发电小时数、故障小时数、受累停运小时数、计划检修小时数,并计算机组的利用率、发电设备利用小时数,同时还应记录上网电量、场用电量,有功无功电量。每月应进行统计计算,得出每月生产报表。另外,应按照可靠性管理的有关规定填写报表。

(4) 气象数据记录。一般风电场建设前,已经安装了若干测风塔,风电场建设后,如果这些测风塔竖立在风电场中间或离风电场太远,则测风数据可能受到风电场尾流干扰,或缺乏相关性。因此,应将测风塔移到能够代表整个风电场特性的合理位置,以便今后用于风电场技术经济分析。

(5) 曲线记录。风电场应定期记录各风力发电机组的功率曲线、风速、风向分布曲线,日发电量曲线,气温气压变化曲线,机组重要部位温度、振动数据曲线等以及变电站运行负荷曲线,用于风力发电机组运行状态分析,并指导运行和检修。

(6) 试验记录。按照设备技术要求对风力发电机组进行超速试验、飞车试验、振动试验,正常停机试验及安全停机、事故停机试验等安全与功能性试验。另外,风电场还应定期对风力发电机组设备以外的电气一、二次设备进行定期试

验,如一次电气设备主变压器预防性试验、线路变压器(箱式变压器)定期试验、电压互感器参数检测及定相试验等。这些试验应有资质的单位按照国家有关标准进行。

5.1.3 风电场运行故障

5.1.3.1 故障分类

风电场运行故障按发生后所处状态可分为如下几种:

(1) 自启动故障。自启动故障指的是当计算机检测发现某一故障后,采取保护措施,等待一段时间故障状态消除,或恢复正常运行,控制系统将自动恢复启动运行。

(2) 不可启动故障。不可启动故障是当故障出现后,故障无法自动消除,或故障比较严重,必须由运行人员到达现场进行检修的故障。

5.1.3.2 故障统计

尤其叶片、齿轮箱、发电机和控制系统等几个大型部件,应从被动失效分析判断,变成主动失效分析,也就是应定期对各部件及整个机组的状态进行预期失效分析,比如对齿轮箱啮合情况的测试,各轴承部位的运转状态,润滑油、脂的好坏等。对机组振动频谱分析,可提早发现和及时发现潜在的隐患,适时安排和指导检修,减少停机损失。

5.1.3.3 故障处理

风电场发生下列事故之一时,风力发电机组应立即停机处理:

(1) 叶片处于不正常位置或相互位置与正常运行状态不符时。

(2) 风力发电机组主要保护装置拒动或失灵时。

(3) 风力发电机组雷击损坏时。

(4) 风力发电机组因发生叶片断裂等严重机械故障时。

(5) 制动系统故障时。

当机组发生火灾时,运行人员应立即停机并切断电源,迅速采取灭火措施,防止火势蔓延;当机组发生危机人员和设备安全的故障时,值班人员应立即拉开该机组线路侧的断路器。

风力发电机组主开关发生跳闸时,应先检查主回路熔断管、发电机绝缘是否击穿,主开关整定动作值是否正确,确定无误后才能重合开关,否则应退出运行进一步检查。

当机组出现振动故障时,应先检查保护回路,立即停止运行做进一步检查。

5.2 风电场维护

风电场维护包括日常维护、定期检修、事故检修和状态检修。

5.2.1 日常维护

风电场日常维护包括如下内容:

(1) 风力发电机组的定期塔架检查维护,维护应在机组手动停机后,置于维护状态下进行。运行人员登塔检查维护应不少于两人。运行人员登塔应使用安全带、安全帽、穿安全鞋以及放装装备。零配件及工具必须单独放在工具袋内,工具袋必须与安全绳连接牢固,以防坠塔砸伤他人。

(2) 检查风力发电机电液压系统和齿轮箱及其他润滑系统有无泄漏,油面、油温是否正常,油面低于规定时应及时加油。

(3) 对螺栓应定期检查和紧固。

(4) 对液压系统、齿轮箱、润滑系统应定期取油样进行化验分析,对轴承润滑点定时注油。

(5) 对爬梯、安全帽、照明设备等安全设施应定期检查。

(6) 对控制箱定期进行清扫。

(7) 对主控室计算机系统和通信设备应定期进行检查和维护。

5.2.2 定期检修

通常定期检修按厂家规定进行。一般分为 A、B、C、D 四种级别的检修。在定期检修时根据检修大纲对风电机组主要部件的状态进行检查, 以及有关安全及功能性试验, 如超速、叶片顺桨、正常和紧急停机试验等。

在检修中, 应测量制动间隙、螺栓预紧力、发电机的绝缘和接地电阻, 对计量系统进行标定, 对油品取样化验。

定期检修还应包括对整个机组漏油、灰尘和滤清器的清理。

5.2.3 事故检修

事故检修是指风电机组或风电场其他设备出现故障, 该故障问题严重, 造成停机时间长, 且处理技术复杂、工作量较大、工期长、耗用人力和器材多、费用高或系统设备结构有重大改变等的检修, 如叶片、发电机、齿轮箱、变压器等大部分损坏需要拆卸下来送车间修理, 也称为风电设备临修或风电机组特殊维护检修。如果检修没有在年初检修计划中列出, 也称为非计划检修。

5.2.4 状态检修

状态检修是指风力发电机组的定期维护和检修不再按照固定时间进行, 而是根据定期状态检测的结果, 适时安排维护和检修。因此, 各台机组应建立状态数据库, 定期进行分析, 包括机组日常运行数据, 各部件的温度等。应用状态监视技术指导检修, 可以做到点检一面检结合, 节省检修费用, 减少故障发生, 延长机组运行寿命。

6 风电场项目评估

6.1 技术性能评估

6.1.1 风力发电机组功率曲线

功率曲线是风力发电机组输出功率与风速关系的曲线, 如图 4.6-10 所示。一般, 由厂家提供给用户的功率曲线有三种: 第一种是理论(设计)功率曲线, 第二种是针对特定风电场的保证功率曲线, 第三种是实测功率曲线。国际电工组织(IEC) IEC 61400—12 中给出了功率曲线测试的国际标准。所谓标准的功率曲线是指在标准状态下(大气温度为 15℃, 压强为 101.3kPa, 密度 $\rho = 1.225\text{kg/m}^3$) 的功率曲线。

风力发电机组的功率调节方式不同, 其功率曲线形状也不同。在相同的风况条件下, 不同的功率曲线其年发电量

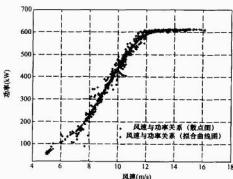


图 4.6-10 实测功率特性曲线

(AEP) 就会不同。

一般来说, 失速型风力发电机组在叶片失速后, 功率会很快下降之后还会再上升, 而变桨距型风力发电机组在达到额定功率之后, 基本稳定在这个功率上略有波动。

空气密度的变化对风能有很大影响, 而温度和气压对空气密度的影响是最大的。北方高海拔地区夏季炎热, 冬季十分寒冷, 空气密度差别较大, 如果风力发电机组在夏季输出功率正常, 则冬季可能输出功率过高, 出现严重超发现象, 会损伤发电机和齿轮箱。因此, 在这些地区要对风力发电机组设定合适的叶片安装角度, 以保证机组在大部分时间可以达到额定功率, 极少部分时间超功率的方案, 既达到发电量最大化的目的, 又可以避免经常调整叶片安装角度, 损伤叶片紧固螺栓。

不同叶片安装角的功率曲线如图 4.6-11 所示。

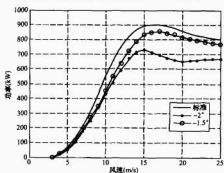


图 4.6-11 不同叶片安装角的功率曲线

6.1.2 风电场发电量

对于某风电场的测风数据, 可以按 bin 分区的方法(按 IEC 61400—12 规定 bin 宽度为 0.5m/s), 求得某地风速分布的频率(风频曲线)。根据风频曲线和风力发电机组的功率曲线, 就可以按式(4.6-1)计算出单台风电机组在该风电场中的理论发电量, 计算时假设风力发电机组的可利用率为 100%, 则

$$W_{AEP} = 8760 \times \sum_{i=1}^n [F(v_i) \times P_i] \quad (4.6-1)$$

式中: W_{AEP} 为风力发电机组年发电量; v_i 为 bin i 中的平均风速; $F(v_i)$ 为 bin 中平均风速出现的概率, %; P_i 为 bin 中平均风速对应的平均功率, W。

在实际中, 如果有了某风电场的风频曲线, 就可以根据风力发电机组的标准功率曲线计算出该机组在该风电场中理论年发电量。一般情况下, 可能并不知道风电场的风速分布数据, 则可以采用风速的 Rayleigh 分布曲线来计算不同年平均风速下某台风力发电机组的年发电量, Rayleigh 分布的函数式见本篇第 2 章 1.2.4 节。

上面计算的是单台风力发电机组的年发电量, 实际风电场各台风力发电机组年发电量受很多因素影响, 因此在计算风电场发电量时应按本章 2.2 节进行折减。

6.1.3 风电场运行可靠性指标

风电场运行可靠性指数如下:

(1) 风力发电机组平均利用小时(等效满负荷小时数)。风电场年发电量与风电场总装机容量之比, 计算公式为

$$\text{风力发电机组平均利用小时数} = \frac{\text{风电场年发电量 (kWh)}}{\text{风电场总装机容量 (kW)}}$$

(2) 综合风电场用电率。综合风电场年用电量与风电场

年发电量的比率为

$$\text{综合风电场年用电量}(\%) = \frac{\text{综合风电场年用电量}}{\text{风电场年发电量}} \times 100\%$$

(3) 风力发电机组可利用系数。

$$\text{风力发电机组可利用系数} = \frac{\text{风力发电机组可利用小时数}}{\text{全年小时数}} \times 100\%$$

(4) 风电场容量系数。风电场风力发电机组年平均利用小时数与全年小时数的比率。

$$\text{风电场容量系数} = \frac{\text{风电场风力发电机组年平均利用小时数}}{8760}$$

(5) 可靠性运行参数。

1) 运行小时。处于运行状态的小时数。

2) 备用小时。风力发电机组处于停运备用状态的小时数。

3) 计划停运小时。风力发电机组处于计划停运状态的小时数。

4) 非计划停运小时。风力发电机组处于非计划停运状态的小时数, 此时风电设备处于不可用而又不是计划停运的状态。

5) 统计时期小时。风力发电机组处于使用状态的日历小时数。

6) 可利用小时。风力发电机组处于可用状态的小时数。可利用小时是运行小时与备用小时之和。当风速低于切入风速或高于切出风速, 环境温度超过设定工作条件, 环境工作条件已超过风力发电机组运行设定边界条件时, 则作为机组本身没有发生故障, 尽管停机等待仍应认为处于备用状态, 设备可用。

7) 受累停运小时。由于电网或场内线路及变压器停运, 造成风力发电机组无法运行的小时。

6.2 财务评价

财务评价是在国家现行财税制度和价格体系的基础上, 分析项目的财务效益, 考察项目的盈利能力, 清偿能力等财务状况, 并判断其在财务上的可行性。

财务评价内容包括固定资产价值计算、总成本费用计算、发电效益计算、清偿能力分析、盈利能力分析、敏感性分析。

6.2.1 固定资产价值计算

固定资产价值 = 固定资产投资 + 建设期利息 - 无形资产及递延资产

6.2.2 总成本费用计算

总成本费用包括折旧费、维修费、职工工资及福利费、保险费、材料费、摊销费、财务费用及其他费用等。

6.2.3 发电效益计算

发电效益计算包括发电量收入、税金和利润。

6.2.4 清偿能力分析

清偿能力分析包括借款还本付息计算、资金来源与运用计算和资产负债计算。

6.2.5 盈利能力分析

盈利能力分析包括项目财务现金流量计算、资本金财务现金流量计算和根据财务盈利能力计算成果, 分析所得税前和税后的财务内部收益率、投资利润率、投资利税率及资本金利润率等财务评价指标。

6.2.6 敏感性分析

敏感性分析主要计算上网电量、固定资产投资、上网电价等不确定因素引起的财务内部收益率的改变, 分析风电场项目的抗风险能力。

通过上述财务评价, 可以得出工程项目财务可行性的评

价结果, 评价指标见表 4.6-2。

表 4.6-2 风电场财务评价指标

概算指标	静态投资 (编制年)	
	工程总投资	
	单位千瓦静态投资	
	单位千瓦动态投资	
	机电设备及安装工程	
	建筑工程	
	其他费用	
	基本预备费	
	建设期利息	
	装机容量	
经济指标	年上网电量	
	年等效满负荷小时数	
	平均上网电价 (不含增值税)	
	平均上网电价 (含增值税)	
	盈利能力指标	投资利润率
		投资利税率
		资本金利润率
		项目投资财务内部收益率
		项目投资财务净现值
		资本金财务内部收益率
	清偿能力	资本金财务净现值
		投资回收期
	资产负债率	

6.3 环境影响评价

6.3.1 噪声影响

6.3.1.1 施工期噪声影响

风电场施工过程中的主要噪声源是手风钻和混凝土搅拌机。根据监测资料, 小型混凝土搅拌机为 91~102dB, 手风钻在露天作业时 90~100dB。施工噪声的衰减计算采用处于无指向性点声源的几何发散衰减公式, 即

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0) \quad (4.6-2)$$

式中: $L_A(r)$ 为距声源 r 处的 A 声级, dB; $L_A(r_0)$ 为距声源 r_0 处的 A 声级, $r_0=1$, dB; r 为距声源的距离, m。

根据式 (4.6-3) 对两种主要施工设备的噪声衰减进行计算的结果见表 4.6-3。

表 4.6-3 施工机械噪声衰减

距声源距离 r (m)		1	50	100	150	200	250	300	350	400
$L_A(r)$	混凝土搅拌机	102	68	62	58	56	54	52	51	50
	手风钻	100	66	60	56	54	52	50	49	48

由表 4.6-4 可知, 距声源 250m 处, 噪声即降至 55dB 以下, 满足 GB 3096—2008《城市区域环境噪声标准》中 1 类标准中昼间 ≤ 55 dB 的要求。

6.3.1.2 运营期噪声影响

风力发电机组在运行过程中产生的噪声来自于叶片的气动噪声和传动系统的机械噪声, 其中以机械噪声为主。

由于风力发电机组间距较远, 每个风力发电机组可视为一个点声源, 因此, 噪声可采用处于自由空间的点声源衰

减公式和多声源叠加公式对预测点进行预测。

处于自由空间的点声源衰减公式为

$$L_A(r) = L_{WA} - 20\lg r - 11 \quad (4.6-3)$$

式中: L_{WA} 为点声源的 A 声功率级, dB(A)。

处于自由空间的多声源叠加公式为

$$L_p = 10\lg(10^{L_{p1}/10} + 10^{L_{p2}/10} + \dots + 10^{L_{pn}/10}) \quad (4.6-4)$$

式中: L_p 为 n 个噪声源叠加后的总声压级, dB(A); L_{pi} 为第 i 个噪声源对该点的声压级, dB(A)。

当不考虑多个声源噪声叠加情况下, 单个声源噪声影响的预测结果见表 4.6-4。

表 4.6-4 单个风力发电机噪声衰减量 dB

距声源水平距离 r (m)	10	50	100	150	200
$L_A(r)$	54.6	52.7	49.5	46.7	44.5

由表 4.6-4 可知, 昼间水平距离 10m 外、夜间水平距离 200m 外的噪声满足 GB 3096—2008 中 1 类标准, 即昼间 ≤ 55 dB(A)、夜间 ≤ 45 dB(A) 的要求。

由于风力发电机组之间相距较远, 相邻机组距离至少在 3 倍风轮直径以上, 多个噪声源在同一点的噪声叠加值比单个噪声值只略有增加, 增加值基本可以忽略。由此可以认为昼间 10m 外、夜间 200m 外的噪声可满足 GB 3096—2008 中 1 类标准要求。

6.3.2 电磁波干扰影响

风轮旋转的平面会反射电磁波, 干扰广播电视节目的接收, 干扰程度取决于风力发电机组的位置和大小、传输信号的强弱及叶片等材料等。国际辐射保护协会对公众全天辐射时的工频磁场限值为 0.1mT。通常工频电场、磁场的最大值远低于评价标准 0.1mT, 工程变电设备产生的电磁辐射经设备外壳、箱体屏蔽和距离衰减后不会对周围环境影响。

6.3.3 生态环境影响

风电场建设对当地生态环境的影响主要是土地利用, 施工期间对植被的改变, 以及对鸟类的习性的改变等。

在平坦的地方, 5000kW 装机容量需要占地 1km², 但是实际占用的土地面积不到 1%, 包括机组的基础、变电站设施等, 其余 99% 的土地仍可利用, 所以对利用土地的影响很小。

鸟类可能撞击风力发电机组致死, 风力发电机组可能影响鸟类迁徙路径, 风电场建设和风力发电机组运行时所产生的噪声和食物链变化可能影响鸟类的觅食或繁殖, 研究结果表明, 风电场对鸟类的影响比常规高压输电线或交通运输小。为了减轻对生态环境的影响, 风电场选址时, 应考虑鸟类迁徙飞行路径, 减少风电场建设和运行时的噪声水平等。

6.3.4 环境影响评价报告

环境影响评价制度是对可能影响环境的工程建设、开发活动和各种规划, 预先进行调查、预测和评价, 提出环境影响及防治方案的报告。1998 年 11 月发布实施的《建设项目环境保护条例》规定, 对建设项目的环境保护实行分类管理, 按照建设项目对环境可能造成的影响程度, 分别编制环境影响报告书、环境影响报告表或填报环境影响登记表。

《建设项目环境保护条例》要求编写环境影响报告表的项目为: 新建或扩建工程对环境可能产生有限的不利影响, 这些影响是较小的或者减缓影响的补救措施是很容易找到的, 通过控制或补救措施可以减缓对环境的影响。风电场工程应认真编制环境影响报告表。风电场项目规划、预可行性

研究报告和可行性研究报告都应编制环境影响评价篇章, 对风电建设的环境问题、拟采取措施和效果进行分析和评价。

风电场项目工程经核准后, 项目建设单位应按照环境影响报告表及其审批意见的要求, 加强环境保护设计, 落实环境保护措施, 按规定程序申请环境保护设施竣工验收, 验收合格后, 该项目方可正式投入运营。

风电场工程项目环境影响评价报告由具备乙级及以上资质的环境影响评价单位编制, 主要有以下内容:

6.3.4.1 建设项目基本情况

建设项目基本情况包括项目名称、建设单位、建设地点、建设性质(新建、改扩建或技改)、永久占地面积(平方米)、绿化面积(平方米)、工程静态总投资(万元)、其中环保投资(万元)、环保投资占工程静态总投资的比例、建设规模(MW)、预期投产日期, 以及工程内容及规模, 包括简述风电场单机容量和台数, 主要工程内容, 如变电站、道路、风力发电机组基础等及其工程。

6.3.4.2 风电场总平面布置图

风电场总平面布置图中包括风电场位置、风力发电机组布置、变电站位置、道路、周边环境敏感区域(如有)等。

6.3.4.3 建设项目所在地的环境简况

(1) 自然环境: 描述地形、地貌、地质、气候、气象和动植物等状况。

(2) 社会环境: 描述社会经济结构、土地利用、交通旅游和文物保护等状况。

(3) 列出主要环境保护对象的名单及保护级别。

6.3.4.4 评价适用标准

环境质量标准(水、气、声)和污染物排放标准。

6.3.4.5 建设项目环境影响的分析

分析主要污染源, 如噪声、弃渣、生活污水和粉尘等, 提出防治措施, 以及施工临时占地恢复原貌的方案。

6.3.4.6 环境效益

引用财务分析的数据说明项目的节能效益, 节约原煤吨数, 以及减排效益, 即有害气体和灰渣等减少排放的吨数。

6.4 社会效益评估

根据风电场上网电量和当地火电厂原煤消耗水平以及有害物质排放的成分, 可以计算风电项目节省的原煤量和 SO₂、CO、CO₂、NO_x 等气体的排放量。以每千瓦小时消耗 380g 标准燃煤为例, 评估装机容量为 10 万 kW、年发电量为 2.3 亿 kWh 的风电场环境效益, 结果表明, 每年可节约标准燃煤 8.74 万 t, 相当于节约原煤 18 万 t, 减排灰渣 2.76 万 t、SO₂ 1403t、NO_x 1035t、CO₂ 26.5 万 t。

另外, 风电场建设可以促进当地相关产业发展, 增加税收和就业等。如果风电场建设时能合理布置风力发电机组, 风电场对当地自然景观一般不会产生不利影响, 相反还可作为旅游资源进行开发。

7 近海风电场

近海风电场是指理论最低潮位以下 5~50m 水深海域开发的风电场。世界上第一个近海风电场是 1991 年丹麦在波罗的海建造的风能发电场, 安装 11 台 450kW 的风力发电机组, 到 2007 年底全球海上风电场总装机容量已超过 1000MW。随着技术日趋成熟, 近海风电将进入规模化开发阶段。

与陆地风电场相比, 近海风电场有如下优点:

(1) 节约土地资源, 减少噪声和视觉的影响。

(2) 海上可利用区域大, 适合开发大型风电场项目。

(3) 通常, 海上平均风速比陆地大, 离岸 10km 的海上风速比沿岸陆地高约 25%, 距离海岸线越远, 风速越大, 可增加发电量。

(4) 海上风的湍流强度小, 又没有复杂地形对气流的影响, 因此风力发电机组的疲劳载荷低, 使用寿命长。

(5) 海水表面粗糙度小, 风速随高度的变化率小, 可以降低塔筒高度, 节约成本。

但是, 近海风电场技术复杂, 建设难度大。首先, 近海风电场前期工作更为复杂, 需要在海上设立测风塔, 不仅要测海底地形及其运动、工程地质等基本情况, 还要对海底地形及其运动、工程地质等基本情况进行实地勘测, 而且还要对海洋水文和海洋生态进行实地勘测; 其次, 近海风电场需要考虑风和波浪的双重载荷, 对风力发电机组支撑结构的强度要求更高; 第三, 海上风力发电机组单机容量更大, 制造技术更复杂, 对风力发电机组防腐等要求更为严格; 第四, 海上气候环境恶劣, 天气、海浪、潮汐等因素复杂多变, 风力发电机组的运输和安装、项目建设的施工及运行维护难度更大。

7.1 近海风电场前期工作

与陆地风电场项目相比, 近海风电场项目前期工作内容多, 耗时长, 主要有以下五方面工作。

7.1.1 场址选择

近海风电场场址选择很复杂。通常, 对于对所选场址进行初步技术和经济可行性分析, 除了收集陆上风电场资料外(见本章第2节), 还需收集如下的资料:

(1) 海面能见度、海浪高度、海面温度等。

(2) 台风资料, 包括台风移动路径、强度、影响时段、极大风速、极大风向变化等。

(3) 场址附近的潮汐站、水文站、海洋站长期观测资料, 包括长期测站基本情况(位置、高程、周围海底地形地貌、资料系列、仪器)和历年各月平均水流、浪高、最高天文潮位、最低天文潮位、最大静水位、最小静水位、平均静水位。

(4) 规划海域比例尺不小于 1:50 000 的海底地形图, 以及已有海洋工程地质勘察结果。

(5) 海冰资料, 包括冰的几何形状和性质、冰的集中度和分布冰的类型(浮冰、冰脊、重叠冰等)、冰的机械性质(耐压强度、弯曲强度)、浮冰速度和方向以及冰厚。

(6) 海浪、雪和雨及空气湿度产生的覆冰资料。

(7) 近海风电场附近的船只交通量, 包括确定该区域海洋航路、估算年船只交通量和确定船只类型和每条航线船只的规模。

(8) 场址所在海域的海洋功能区划、海域航路规划、海上构筑物分布、已查明重要矿产资源分布、海洋自然保护区、军事设施等资料。

根据上述信息可以初步选定近海风电场场址, 估算总装机容量, 分析风能资源、海洋环境条件、工程地质、交通运输及施工安装等建设条件, 提出接入电力系统方案以及总投资匡算。

在近海风电场场址选择时, 应考虑如下内容:

(1) 避开港区、锚地、航道、通航密集区及主管机关公布的航路。

(2) 符合有关海洋自然环境保护规定, 未覆盖已查明的矿产资源。

(3) 项目建设和运行对当地旅游业、水生物、鸟类、渔

业和国防等产生的影响。

7.1.2 风能资源测量和评估

虽然根据近海风能资源普查的成果及场址附近的气象站、石油钻井平台、卫星、船只等已有的观测资料, 可以对风能资源进行初步评估, 但是这些资料的不确定性太大, 很难用于准确估算项目的发电量, 为此, 与陆地项目一样, 近海风电项目也需要进行现场测风工作。通常, 在场址安装测风塔或浮标测风设备。欧洲安装的近海测风塔, 大多采用单桩基础, 一般高度为 50~80m。由于近海测风塔成本高, 有些场址则采用浮标测风设备, 高度在 10m 左右, 但是相对来说, 浮标测风设备的不确定性大。当然, 浮标测风设备和测风塔也可以结合使用, 为了减少风险, 可以在项目初期安装浮标测风设备, 待项目成熟后安装测风塔, 通过浮标所测的长期数据与测风塔所测的短期数据之间的相关性分析, 可以减少风能资源评估的不确定性。另外, 还可以应用超声波雷达测风仪和激光雷达测风仪等先进设备进行海上测风, 这些设备的优点是可以在低平面、流动的平台上进行高空风能资源的测量。

在采用近海测风塔时, 应注意的事项如下:

(1) 在测风塔上的明显位置必须安装安全标志灯, 并将测风塔的位置标注在导航图上。应当考虑人员在浪高超过 1m 时, 如何才能安全地到达测风塔。

(2) 在设计测量方案时, 应确保数据读取的可靠性。所用的测量系统很可能在较长时间内无法接近, 需要通过卫星、电话或者无线电台等远程读取数据, 应有备用电池供电系统。由于风速仪有可能长期暴露于盐度大的环境中, 甚至可能受到海鸟的侵扰, 因此应采用高质量的风速仪, 每年还应进行校准。测量系统应先在地面上进行全面测试, 然后再用于近海测量。

在项目前期阶段, 测风塔还可用于收集其他环境数据, 如温度、气压、水温、波浪高度和周期、海流等。这些海洋气象条件与风能资源测量同时进行的好处是可以评估风浪之间的任何可能的联系。在项目投入运行后, 测风塔可提供独立数据, 用于研究风电场的运行情况。

每年应到现场 2 次, 检查供电系统和安全标志灯。供电系统可以和太阳能电池板结合使用。如果测风塔宽度较大, 可能会增加对风流的影响, 需要在测风塔两侧加上两根长度适宜的横梁, 固定牢靠, 风速仪安装在横梁上, 在相同的高度上不要有其他设备。

近海风能资源不受地形影响, 海面粗糙度小, 一般不大于 0.001 (没有考虑风速对海浪的影响)。然而, 由于海浪不断变化, 与树木、丘陵和建筑物等固定物体不同, 因此计算海面粗糙度复杂。另外, 海面粗糙度小还会造成边界层风廓线陡峭, 湍流强度小。在海岸地区, 边界层特性将有所变化, 并延伸到距离海岸几千米的海域, 这可能会导致整个风电场风速和边界层风廓线的变化。

在一个 12h 的周期内, 涨潮落潮将改变风力发电机组在边界层中的位置, 从而造成平均风速变化及影响风力发电机组风轮的切变。由于海洋的热惯性产生温度驱动的气流, 从而产生本地风。海洋温度的升高和降低比陆地需要更长的时间, 从而产生海岸风(白天)和海洋风(夜晚)。本地风与梯度风共同作用于近海风电场, 有时两者的强度和方向相互抵消, 使场址区域内没有风。

根据场址区域的风能数据, 可以开展可行性研究工作。借助海岸非连续模型(Coastal Discontinuity Model), WAsP 软件可用近海现场实测数据及海岸气象台站数据估算近海风

能资源。采用 MCP (测量—相关—预测) 技术, 可将长期海岸气象站数据与短期场址实测数据结合在一起, 预测场址的长期风能资源。由于没有地形影响, 一个近海测风塔数据可以代表比陆地更大的区域。一般地, 近海场址范围内各点之间的风速变化小。对于近海风电场, 风速平稳, 湍流强度小, 风力发电机组下游风速恢复速度慢, 尾流持续距离长, 从而尾流损失会比陆地风电场高。

7.1.3 现场勘察

近海风电场现场勘察可以为风力发电机组布置、基础设计、输电线路设计和环境影响评价提供第一手材料, 这有助于详细分析项目技术经济可行性。与陆地风电场项目相比, 近海风电项目现场勘察复杂、成本高、涉及面广, 是一项系统工程。现场勘察的主要内容如下:

7.1.3.1 场址条件分析

对场址所在地的所有地质数据库、地质地图、海深测量数据、地球物理学和岩土数据、海洋气象数据、地震、已有风电场的运行情况、人类活动 (管线、航道等) 及生态环境 (如鸟类迁徙路径等) 等相关资料, 进行综合分析, 初步评价场址条件。

7.1.3.2 地球物理调查

地球物理调查的主要任务是测量场址区域内的海底深度、地形和地阻, 并确定危险区域。通过单音束或多音束测深系统, 测量船只可以测量航线经过处的水深 (邻近测量点之间的距离为 25m 或 50m), 从而绘制海底地形图; 通过侧扫声纳仪, 可以了解海底的地形特征, 包括礁石、障碍物及地形变化等情况, 同时也有助于了解海底沉积物和沙浪的类型和分布; 通过磁强计, 可以确定电缆、管线、沉船和其他铁金属物体的具体位置; 通过浅地层剖面仪, 可以了解地震断面情况。

7.1.3.3 岩土勘察

通过提取和分析海底的岩土样本, 了解地层变化或特定海底特征。岩土勘察包括现场试验 (地层识别和土壤取芯)、取样 (岩土识别和岩土特性) 和实验室试验。通常做法是, 选择若干具有代表性的地点, 进行海底钻孔勘察, 一般勘探深度为 20~40m。综合分析岩土勘察和地球物理调查的成果可以建立场址海底岩土结构的三维模型。此外, 还应进行表面沉积物抓取试验。

7.1.3.4 岩土条件评价

岩土勘察应包括完成一个或多个岩土钻孔, 为现场试验和实验室试验提供岩土样本, 以确定适合于工程特性所要求的参数。根据近海风电场内风力发电机组基础的数量和位置、场址附近岩土变化程度、基础类型及初步地球物理调查成果, 确定钻孔的数量和深度。圆锥贯入试验 (Cone Penetration Test) 和浅层振动取芯钻孔可以作为岩土勘察中岩土钻孔的补充。原则上, 应掌握风电场内每个基础位置的场址特定的岩土数据。如果没有钻孔, 可采用圆锥贯入试验方法。为了校正圆锥贯入试验, 在某个岩土钻孔的附近, 应该进行一个圆锥贯入试验。

为了得到所需要的基础设计参数, 应将勘察过程中所得到的数据与该地区的浅层地质条件进行综合考虑。如适用, 应在地球物理评估成果完成后制定岩土取样和试验计划。

岩土勘察应提供如下数据, 用于基础设计。

- (1) 岩土分类和岩土说明的数据。
- (2) 剪切强度参数。
- (3) 变形特性, 包括固结参数。
- (4) 渗透性。

(5) 计算风力发电机组结构动力特性所需的刚度和阻尼参数。

对于每个岩土层, 应该通过适当的现场和实验室试验, 全面评价这些工程特性。

评价岩土条件还应该考虑潜在的岩土液化、长期沉降和基础结构位移, 以及周围岩土、水力稳定性和岩土稳定特性。

7.1.4 海洋条件

一般地, 水深越深, 海浪和潮流对风力发电机组地基的冲击越大。在基础设计中, 应对海洋水文气象条件进行评估。海洋水文气象数据会影响到极端最终极限状态 (如最大海浪) 和疲劳极限状态 (如经常性海浪和风力)。

勘测工作通常会考虑海浪高度、波长、频率和潮流等指标, 并且通常应与风况指标测量一同进行, 以评估风浪之间的联系。这种测量要持续一年左右, 并且在风况方面, 应有可能与长期统计数据进行关联研究。

7.1.4.1 近海风电场海浪、水流特征

在海洋特征值中, 有一个是在一定的海浪域内其有效海浪高度 H_s , 该值可定义为在 1/3 的最高浪中取其平均高度 $H_1/3$ 。波浪产生过程的不同阶段可以用初初期 (T_x) 和波峰期 (T_w), 两者之间还存在波浪的其他时期。

采用波浪扩散图来描述某一区域的波浪特征, 在近海风力发电机组的运行过程中要考虑其高峰波浪的持续期。通常, 用波浪谱来描述海洋中不同级的波浪出现的频率。波浪分布的状态用高斯 (正态) 分布的模式来描述。波浪的高度通常用 Raleigh 分布。在样本时域中, 最大的浪高由记录的长度及在许多样本中取出最大值的平均数来确定。

7.1.4.2 波浪载荷计算

海浪对风力发电机组基础结构的作用力可分为拖曳力和惯性力。

拖曳力与水流速度的平方成正比, 拖曳力的大小主要由波浪的大小来确定; 而惯性力主要由水粒子的加速度来确定。

如果塔体的长度相对于海浪的波长较大时, 或者塔体横断面 D 大于波长 $1/5$ 时, 波浪的衍射作用必须考虑; 当塔体 $D=6m$ 时, 波浪的周期小于 4.5s。

另外, 由波浪的浪峰的席卷作用对塔架也将产生载荷, 称为拍击载荷。在传统的塔体结构中, 拍击和撞击载荷不是同时出现的; 对于单支撑塔架的设计中, 拍击载荷是非常重要的。

波浪载荷将增加结构的动态响应, 同时也增加结构疲劳损坏的可能性。

7.1.4.3 近海风力发电机组基础动态响应计算

由于近海风力发电机组基础的结构及其固有的特征, 研究其动态响应比陆地的风力发电机组更有实际意义。近海风力发电机组基础比陆地的风电机组结构具有更大的动态响应, 而动态敏感性主要取决于对固有频率的分析。

7.1.4.4 近海风力发电机组基础强度计算

近海风力发电机组基础结构所承受的载荷与普通基础相比有着较大的不同, 尽管其重要性并不如深海石油平台那么重要, 但在某些情况下浮力载荷将在 $\pm 20\%$ 的范围内变动。在设计风电机组时要考虑前一些冗余强度, 尤其在设计单支撑塔体 (单柱结构塔) 时要注意这一点。如果结构的力学特征具有线性特性, 则其动态响应不那么敏感, 当然, 还要进行类似的暴风状态下的强度校核计算。在分析过程中, 要充分考虑波浪在不同方向的情况。在分析结构的动态响应时, 可以

采用应力放大系数。根据设计要求对各个部件以及各连接件的强度都要进行检测,假如结构的力学特性是非线性的或者其响应非常敏感,将运用响应瞬态分析的方法。

7.1.4.5 近海风力发电机组基础在极端环境下的可靠性分析

由于近海风电机组维修很困难,必须细致地进行可靠性设计。结构既要承受浅海状态的非线性波浪冲击,同时其塔体基础的力学特征也是非线性的。

7.1.4.6 近海风力发电机组基础的疲劳分析

近海风力发电机组疲劳设计非常重要。在设计过程中必须对每一结构进行详细地分析,包括对结构总体的、非线性的模拟。

在极端风力、海浪和水流条件下,可以采用标准的设计软件来分析风力产生的空气动力载荷和波浪产生的水动力载荷所产生的响应。在波浪平静的条件下,可采用由风力产生的空气动力载荷对风电机组及基础进行模拟分析将得到近似的结果。另外,运用线性样本分析的方法对基础结构进行的疲劳分析。在分析计算过程中,充分考虑结构在运行过程中所产生的结构阻尼,最终在相对应的时域的样本空间中估计等效疲劳载荷。这里包括短时期和长时期疲劳载荷。空气动力和水流动力载荷并不是简单地叠加在一起。疲劳载荷和其相对应的应力之间是非线性的关系。

7.1.5 环境影响评估

近海风电场对环境的影响除了本章 6.3.3 中的内容以外,还要考虑对鱼类和海洋生物的影响以及水下结构和电缆所造成的影响。

丹麦对近海示范风电场进行长期环境监测的结果表明,近海风电场对鸟类、海豹或鱼类没有造成实质的影响,对旅游业也没有影响,越来越多的当地居民支持近海风电开发。

7.2 近海风电场建设

近海风电场建设一般需要 1~2 年时间,施工期主要分为风力发电机组基础施工、海底电缆敷设和风力发电机组安装等三个阶段。

7.2.1 近海风力发电机组基础

与陆地风力发电机组基础相比,近海风力发电机组基础结构复杂、成本高。海上风力发电机组的基础类型主要有四种:桩式基础、重力式基础、沉箱式基础和漂浮式基础。沉箱式基础尚无工程实践经验,漂浮式基础目前处于研究设计阶段,用于深海风电场。风力发电机组基础主要应用桩式基础和重力式基础。

7.2.1.1 桩式基础

桩式基础有单桩式基础和多桩式基础两种。

(1) 单桩式基础。单桩式基础是最常用的近海风力发电机组基础类型,采用一根带过渡段结构的大直径圆形钢管,直径取决于风力发电机组容量和土壤条件,通常在 4.5~6m 之间,长度与土壤强度有关,一般在 25~45m 之间,重量一般在 200~450t 之间。根据安装方式不同,桩体和塔筒之间的连接可以是焊接法兰连接,也可以是套管法兰连接,由过渡段结构来实现。单桩式基础的安装既可采用岩石钻孔,也可采用液锤将桩体锤击入海床的方法。在大多数近期施工的项目中,单桩式基础的安装时间通常需要一天,包括过渡段安装和灌浆。

单桩式基础既可以无支撑也可以有支撑(见图 4.6-12)。这种基础的优点是:海床的准备工作要求低,抗海床的运动、抗冲刷、抗冰流冲击能力高,产品成本低等;缺点是:

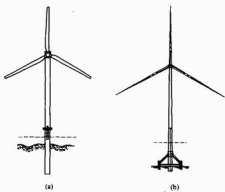


图 4.6-12 单桩式基础

(a) 标准的单桩式基础; (b) 带支撑的单桩式基础

对于较深的近海风电场,下部结构可能会出现尺度,且安装成本较高、费时费时(同时取决于风力发电机组尺寸和海床地质概况),与其他基础类型相比刚度低,可能会导致土壤腐蚀或桩体周围出现“坑洞”等,并且单桩式基础的拆除很困难,在风力发电机组停止使用后可能会带来问题。单桩式基础建造要求是整体结构不能出现偏斜。一般地,基础与塔筒连接面的水平误差控制在 2~3mm 之内。标准的单桩式基础(没有横向支撑)适用于水深不超过 25m 的情况;带支撑的单桩式基础(用横向支柱固定单桩)适用于水深为 20~40m 的情况,特别是对于不同的土壤情况,由于安装长度的要求,对于深水、软土环境,不宜使用单桩式基础。

(2) 多桩式基础。多桩式基础为圆形钢管组成的三角架或方形结构[见图 4.6-13 (a)],适用于水深为 25~50m 的情况。这种基础也可以建造成为带重力底座[见图 4.6-13 (b)],其中桩体打在底座下,这使得重力底座和桩体共同分担载荷,适用于水深不大于 25m 的情况。这种基础的优点是:抗海浪和水流载荷的性能好,并且制造成本低等;缺点是:建设、安装费用高,拆除困难,不能抵抗冰流的冲击(如果使用细长的下部结构件)等。

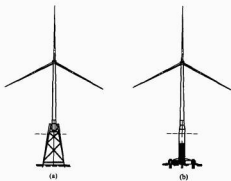


图 4.6-13 多桩式基础

(a) 多桩式三角架基础; (b) 多桩式重力基础

7.2.1.2 重力式基础

通常,重力式基础由底部结构和底座组成,底部结构是一根细长的钢管或由混凝土制成的,底座为多边形或圆形的钢筋混凝土建造的扁平体或圆锥体,底部结构安装在底座上(见图 4.6-14)。如果底座为圆锥体,其内部由砂砾、石块或

者铁矿石组成的镇重材料填充。重力式基础最适合地条件良好、海床土壤较硬的场址,或者建造在海底岩石上,适用水深不超过 25m。重力式基础通常不会对特征频率的设计产生任何影响,但可能会在整体重量和尺寸方面存在问题,对极端极限状态的设计造成影响。重力式基础的优点:运输简便,在制造厂先进行部分安装,然后在近海场址的预定位置完成全部工作。对于重型的起重船或吊装船无法到达的地点,也可以采用重力式基础。另外,重力式基础可以方便地分解和拆除。



图 4.6-14 重力式基础

7.2.1.3 近海风力发电机组基础设计

近海风电场基础设计时,可应用近海石油、天然气钻井平台的许多技术。但是,传统的固定式近海建筑物的水深通常为 20~120m 不等,而风力发电机组通常水深却仅为 10~25m。近海风力发电机组和近海平台的三个重要载荷特征,即垂直、水平和弯曲力矩载荷都是不同的。近海平台的垂直载荷从 5000t~30 万 t 不等,而风力发电机组的载荷范围为 100~300t。近海平台的水平载荷通常为垂直载荷的 10%~20%,而近海风力发电机组通常为垂直载荷的 70%~150%。作用在平台上的力矩载荷是水深与水平载荷的乘积,由于近海风力发电机组轮毂高度大大高于平均海面,对风力发电机组来说弯曲力矩载荷是水深加上轮毂高度与水平载荷的乘积。通常,近海平台的桩基数量为 1~4 个。但近海风力发电机组的台数一般几十台以上。因此,在进行近海风力发电机组基础设计时,应确保运行维护人员可以方便、安全地到达风力发电机组。

近海风力发电机组基础的载荷状态与其他近海建筑物不同,它应承受各种环境载荷组合下的极限载荷和疲劳载荷的作用。在进行近海风电场基础设计时,需要考虑海浪和风力共同作用下的极限载荷状态和疲劳载荷状态。

(1) 桩式基础设计。近海风电场所用的桩式基础是从陆地设计演变而来的,然而,这些设计经验还不能完全解决近海风力发电机组桩式基础的特定问题,如尺寸、土壤切变强度和载荷类型等。

为确保桩基打入海底,采用灌浆方法,灌浆的优点是改善土壤的强度性能以及提供更高的抗疲劳能力。使用的灌浆材料应该保证在建筑物的整个设计寿命内即使遭受各种形式(包括化学和机械方面)的损坏都能保持足够的强度。

(2) 重力式基础设计。根据海洋石油和天然气行业的相关经验,重力式基础设计中应考虑下列因素:

- 1) 总体稳定性故障。
- 2) 土壤开裂对承载能力的影响。
- 3) 滑动破裂。
- 4) 土壤和建筑的分裂。
- 5) 由于基础位移所造成的破裂。
- 6) 不可接受的移动和振荡。
- 7) 特征频率分析。
- 8) 液化风险分析(当建立在沙质土壤上)。
- 9) 局部的硬土或岩石区。
- 10) 砂砾层设计(基于下沉分析、坡度曲线要求、砂砾层底座的拉平、最小的底座厚度)。

7.2.2 近海风力发电机组

近海风力发电机组与陆地风力发电机组没有本质区别,为了适应近海环境条件或增加发电量,应在原有陆地标准机型的基础上进行改造。与陆地风力发电机组相比较,近海风力发电机组的主要特点如下:

(1) 叶尖速度高。目前,陆地风力发电机组叶尖速度一般低于 70m/s,而近海风力发电机组的叶尖速度则增加 10%~35%。由于近海风电场可少考虑噪声影响,提高风力发电机组叶尖速度有利于改善整机性能,在给定额定功率的条件下,叶尖速度越高,主轴传递的扭矩就越小,这样也就降低了机舱重量,从而降低了整机成本。

(2) 风轮直径大。由于海上风的湍流强度小,没有复杂地形对气流的影响,作用在风力发电机组的疲劳载荷低,因此在同等额定功率下,近海风力发电机组可采用更大风轮直径,从而降低额定风速,提高发电量。

(3) 风力发电机组轮毂高度低。由于海水表面粗糙长度比陆地小,海平面摩擦系数小,风速随高度的变化率小,因此降低轮毂高度对风力发电机组发电量影响小,但是可以减少支撑结构的成本。

(4) 防腐保护标准高。近海风力发电机组内部要采取密封措施,齿轮箱和发电机的空冷系统中的空气可以通过再循环来实现热交换,避免外界空气的进入。另外,在机舱和塔筒内可安装除湿装置。在外部防腐保护方面,增加塔筒壁厚,采用电防腐保护和镀层等。

(5) 可靠性要求高。为了减少近海风力发电机组维护工作量,与陆地相比,对易发生故障的风力发电机组重要部件,如齿轮箱、电气系统和控制系统等的可靠性设计要求采取更多的措施。另外,通过装在风力发电机组上的状态监控系统向近海控制站传输图像监控和振动监测信息也是及时发现故障,提高可靠性的一个重要措施。

(6) 高压直流输电技术。为了减少从海上向陆地的输电的损耗,海上风电场一般拟采用高压直流输电技术,海上风力发电机组采用高压发电机。另外,为了在电网故障时提供电源,在变电站平台上安装备用柴油发电机。采用高压发电机和高压输电,由直流取代交流,以减少损耗。

7.2.3 近海风力发电机组运输与吊装

7.2.3.1 运输

近海风电场的各种设备一般被分成以下部分,从制造厂运输到场址或场址附近的码头:

- (1) 机舱(带或不带轮毂)。
- (2) 叶片。
- (3) 塔筒。
- (4) 单桩式基础分成桩体和过渡段,过渡段上已安装了辅助装置,但不含 J 形管。重力式基础分成底座和其他钢结构件,填充材料通过驳船单独运抵场址。
- (5) 风电场内连接电缆、送电缆采用电缆盘方式通过电缆敷船运抵。
- (6) 当变电站平台采用与风力发电机组相同基础时,与风力发电机组基础同时运输;如果采用套管式(Jacket-like)基础,则需要单独运输。
- (7) 变电站模块通常在制造厂安装后整体通过运输驳船直接运输到场址。

7.2.3.2 吊装

(1) 吊装方法。根据不同海域和不同风力发电机组,近海风力发电机组吊装可分为整体吊装和分体吊装。通常,分体吊装的步骤如下:

- 1) 吊装船装载基础和风力发电机组, 驶至风力发电机的预定方位, 然后固定船只位置。
- 2) 安装基础。
- 3) 吊装塔筒就位。
- 4) 吊装机舱就位。
- 5) 吊装风轮就位。

为了减少近海风力发电机组吊装工作量, REpower 5MW 风力发电机组采用整体吊装。首先, 在码头将塔筒直立地组装在支架上, 接着吊装机舱和风轮到位; 然后, 通过特制的吊臂将风力发电机组整体 (重量超过 600t) 平移到吊装船, 运输到预先完成的四脚架多桩式基础附近; 最后, 再把风力发电机组整体提升, 安放在基础上。

(2) 专用吊装设备。近海风力发电机组的吊装通常是通过水上浮式起重船或可移动的自升式钻塔装置来完成的, 选用哪种设备取决于水深、起重机的性能和可用的船只。当使用起重船时, 吊钩的提升高度必须高于风力发电机组的风轮机舱组件的高度。在浅水区, 通常使用可移动的自升式钻塔, 而在深水区, 通常使用水上浮式起重船。

早期吊装船主要为改装船, 目前已建造了专用的吊装船, 图 4.6-15 所示为中国制造的“五月花·果敢”号吊装船。该船有六条可伸缩的支架, 全长 130.5m, 船宽 38m, 型深 8m, 空船排水为 9240t, 最大载重量为 7200t, 航速 10.5 节, 航区不受限制, 船尾 4 台 1500kW 全回转推进器, 船头 3 台 670kW 侧推器, 可以做 360°回转, 机舱内安装 4 台 2280kVA 柴油发电机, 具有运输、航行、海上平台的自升、起重船的起重等功能; 作业水深可以超过 35m, 可以用于基础安装, 无需其他船只的协助, 可携带 10 台套 3500kW 风力发电机组, 并可完成 10 台套 3500kW 风力发电机组安装和拆除。



图 4.6-15 “五月花·果敢”号吊装船

利用起吊驳船来安装近海风力发电机组是一种经济省时的方法, 但对气候的要求比较严格, 安装期间的风速和波浪的大小必须在规定范围之内。

7.3 近海风电场接入系统

近海风电场的接入系统与陆地风电场基本相同。通常, 风力发电机组的出口电压为 690V, 采用一台风力发电机组配备一台变压器的方式, 变压器位于机舱内或塔筒底部, 升压至 35kV。风力发电机组连接成放射网络, 即多个风力发电机组和变压器单元通过海底电缆串联在一起, 组成一条回路 (一个风电场可能包含多条回路), 接入升压变电站。每个回路所连接的风力发电机组台数由海缆的额定容量来决定。如果回路发生海缆故障, 则需将故障海缆断开, 以保证故障海缆前端的风力发电机组所发出电能的送出。

一种冗余设计方案是将相邻两条回路的最末端风力发电机组采用一根联络电缆连接, 正常时联络电缆断开, 如果一条回路中发生海缆故障, 则断开故障海缆, 保证风力发电机组所发出电能的送出。为此, 需要安装额外的隔离故障设备, 目的是保证尽可能多的风力发电机组与电网的连接。在冗余设计方案中, 如果一条回路最末端风力发电机组附近发生海缆故障, 两条回路的风力发电机组需要通过一条回路送出, 海缆的额定容量必须承受两倍风力发电机组所发出的电能, 因此, 每条回路所连接的风力发电机组台数必须少。目前, 一般假设故障可能性和相关损失小于额外设备的成本, 因此, 没有采用冗余方案。

通常近海风电场接入系统的设计方案如下:

(1) 升压变电站在陆地, 多回出线、中压联网。该方案适用于离岸距离几千米的中小型风电场, 如丹麦 Middelgrunden 风电场 (40MW) 离岸距离为 3km, 每台 2MW 风力发电机组塔筒底部配备一台 690V/30kV 升压变压器, 采用双回 30kV 交联聚乙烯海底电缆在陆地上并入电网。

(2) 升压变电站在海上, 单回出线、高压联网。该方案适用于离岸距离远的大型风电场。近海变电站将场内电压 35kV 升压至 110~150kV。当风电场容量超过 200MW 时, 则需要多个近海变电站。近海变电站平台的建造可遵循石油钻井平台的有关标准。

(3) 换流站在海上, 高压直流联网。该方案适用于离岸距离超过 25km、容量超过 200MW 的大型风电场。随着近海风电场规模的不断扩大, 场址距离陆地的主电网越来越远, 未来很可能采用高压直流输电 (HVDC) 联网, 以减少输电损耗, 改善电能质量和对电网的冲击。

送出海缆的故障将造成整个风电场发电量的损失, 经济损失巨大。由于需要专用船只, 可能需要几个月时间才能修复故障海缆。一种冗余方案是敷设路径不同的第二条备用海缆, 但是成本过高, 实施也有困难。在许多地方, 可能很难找到第二条电缆路径, 有时可能也没有第二个陆地并网点。

风电场内部及送出电缆均由敷设施工船放入海底。通常, 施工船安装开沟犁系统, 电缆盘固定在施工船的甲板上。首先, 潜水员将电缆头与风力发电机组相连, 然后施工船根据电缆路由进行电缆敷设。埋深应不小于 1.5m, 在通航路径处敷设深度不小于 2m。施工船靠开沟犁挖沟后敷设。靠近风力发电机组 50m 范围内的电缆敷设可由潜水员配合高压冲泥, 其余地方采用铺缆船施工。在采用铺缆船铺缆时, 开沟犁和高压水联合作用形成初步断面, 在淤泥坍塌前及时铺缆, 一边开沟一边铺缆。最后, 电缆接岸连接由人工配高压水冲泥, 人工敷设电缆到岸。如果海底表面为坚硬岩石, 可在电缆上铺设石块或砂砾层, 以减少捕鱼工具、锚, 以及海水冲刷对海底电缆造成破坏的风险。

7.4 近海风电场运行和维护

7.4.1 近海风电场运行

在近海环境下, 风力发电机组的安装和运行维护工作比陆地更加繁重, 并且在风力发电机组的例行检修和维修时, 因气候恶劣人员可能无法到达机组也是一个主要问题。即使在良好的气象条件下, 由于受到许多因素的影响, 如近海风电场到岸距离、近海风电场规模、风力发电机组的可靠性以及所采用的维护策略等, 其运行和维护工作量也比陆地风电场

大得多。

由于近海风力发电机组所有部件都暴露在近海环境条件下,恶劣的气象条件对风力发电机组可靠性要求更高。因此,为保证风力发电机组的可利用率,远程监控和目视检查尤为重要。

近海风电场运行时设备的故障率远远高于陆地风电场。例如,出现过电缆端部套管和绝缘损坏、变压器损坏、齿轮箱轴承损坏等,严重影响了发电量。

近海风力发电机组的定期维护通常半年一次,一般需要40~80人时。大修为5年一次,大约需要100人时。无法完成的维护(由于天气的原因)次数约占总维护次数的15%。

近海风电场运行费用比陆地风电场高5~10倍,其中,海上起重船的每天费用是陆地起重机费用的10倍。而且,可供使用的起重船较少,需要从较远的地方运送到近海风电场。对于大型风电场(如100台风力发电机组),可以考虑购买一台专用的吊装船,用于风电场的安装和整个寿命周期的维护。对于小型近海风电场,租用吊装船可能更合理。现有近海风电场在其服役期(通常20~25年)内的全部运行维护成本大约占到项目总投资的60%~80%,而第一年的运行和维护费用可能更高。很显然,如果这部分预算估计不足,整个项目的财务分析就会出现严重偏差。

7.4.2 近海风电场维护

在恶劣的气象条件下,由于海浪大、风速高和能见度低等影响,很难或无法靠近近海风电场进行例行检修维护。运送人员和设备的常用方法是船运,但只限于在良好的海情下。浪高超过1m会带来严重的健康和安全问题,并可能损坏设备。近海风电场设计、建设时,应考虑到安全的进入通道,通常安全通道所采用的方法如下:

- (1) 直升机。
- (2) 水下通道。
- (3) 接近海岸线的轮式平台。
- (4) 两栖交通工具,在坚固海床上的履带式运输平台。
- (5) 用于冰冻的小型海上气垫船或冰道。

大多数风电场采用工作艇接送维护人员。近海环境气候恶劣,天气情况、海浪、潮汐等因素都会造成维护人员无法达到设备地点,这无疑会造成故障得不到及时修复,从而增加停机时间。因此,在风力发电机组设计中不仅要考虑部件的免维护性和增加状态监测系统,以及必要的人性化设计,而且还要考虑如何保证维护人员安全地达到风力发电机组,进行及时的维护和检修。

7.5 近海风电场项目投资

近海风电场的基础、接入电力系统和风力发电机组吊装等成本都大大高于陆地风电场,因此近海风电项目的投资成本高。1991年建设的第一近海风电场的单位投资成本高达2600欧元/kW,2002~2004年间全球建设完成了5个近海风电场,它们的单位投资成本在1500~1900欧元/kW之间。例如,丹麦Nysted风电场于2003年完成建设,并投产运行,装机容量为165.6MW(72台2.3MW风力发电机组),总投资为2.73亿欧元,各部分投资所占的比例见表4.6-5。由于不同项目的场址特定条件(如离岸距离、平均水深和海底岩石条件等)差别很大,因此不同项目的单位投资成本会有很大的变化。

表 4.6-5 近海风电项目投资比例

名 称	百分比 (%)
风力发电机组	51
支撑结构(基础)	19
电气系统	9
风力发电机组和支撑结构安装	9
电气系统安装	6
测量和建设管理	4
保险	2
总投资	100

由表4.6-5可知,在总投资中,近海风电场基础成本比例高于陆地风电场,而风力发电机组成本比例低于陆地风力发电机组。

尽管近海风电场的投资成本大,但风速高、湍流小,可能比同等容量的陆地风电场发电量增加40%~50%。另外,随着近海风电的大规模开发,建设运行经验的积累,大型风力发电机组和基础设计建造以及吊装等技术的进步,近海风电场的投资成本将会降低。

8 风电场实例

8.1 陆上风电场实例

8.1.1 华能洮北风电场简述

华能洮北风电场由华能国际电力开发公司投资,华能新能源产业控股有限公司管理。该工程于2005年6月开工,12月全部58台风力发电机组并网发电,2006年1月通过240h启动调试。华能洮北风电场位于吉林省白城市洮北区青山草场,东经122°51'~122°54',北纬45°48'~45°51'之间,海拔高度为142~179m,距白城市区约25km,可开发利用面积大约为100km²,地势平坦,风能资源较为丰富。2002年9月,安装了一座48m高的测风塔开始测风,记录10、40、48m高度处的风速、风向资料;2003年11月,将测风塔加高到70m,并增设2座70m高的测风塔,根据现场测量数据,风向以北风为主。该风电场10m高年平均风速为5.11m/s,风功率密度为142.40W/m²;40m高年平均风速为6.18m/s,风功率密度为234.76W/m²;48m高年平均风速为6.60m/s,风功率密度为274.37W/m²。该风电场风功率密度等级接近三级标准。

风电场规划装机容量为200MW,一期工程装机容量为49.3MW,该工程安装有58台Gamesa公司制造的单机容量为850kW的G58-850kW型风力发电机组,轮毂高度为65m,风力发电机组排布行距为480m,列距为360m,采用一机一变(压箱)形式,箱式变压器的额定容量为900kVA,5~7台风力发电机组为一个单元,场内建有一座66kV变电所,土建部分及输电线路按一、二期100MW规模一次建成,送电线路采用两回66kV线路送入32.26km外的镇赉变电站。

风力发电机组基础采用大体积混凝土,长宽为11.8m,深为2.1~6m(随地质条件变化)。草原开挖机坑时先挖2m深左右,然后人工挖深,不能对持力层产生机械扰动,持力层地质软化则再向下深挖。上述工作完毕后,在-2.1m处浇筑0.1m厚的垫层混凝土,铺设钢筋及稳固基础环。在15m×15m的坑内支固模板后,一次性浇筑完成混凝土基础。

风力发电机组吊装由一台300t主吊车和一台70t吊车配合完成。首先在地面完成机舱和塔筒内的电气部分预安装

工作,完成叶片开箱和翻转工作,将三个叶片和轮毂对接,然后将地面控制柜吊装就位,依次将三节塔筒竖立,塔筒间采用法兰、螺栓连接,吊装机舱完毕后,完成叶轮的提升及安装就位工作。

该项目建成后,每年可节约标煤约 32 370t,减少二氧化碳排放量约为 93 652t,相应减少二氧化硫排放量约为 518t。

华能流北风电场主要技术参数见表 4-6-6。

表 4-6-6 华能流北风电场主要技术参数

序号	名称	数据
1	最大装机容量	49.3MW
2	年发电量	9248.86万 kWh
3	年平均风速	6.81m/s (70m)
4	风力发电机组台数	58
5	风力发电机组型号	G58-850
6	轮毂高度	65m
7	每台风力发电机组风轮质量	12.6t
8	每台风力发电机组塔筒质量	83t
9	塔筒底部直径	3.62m
10	机舱质量	24t
11	叶片长	28.3m
12	风力发电机组间距	东西距 340m (列)
		南北距 480m (行)
13	场内道路	19.97km
14	场外主干道	7km
15	66kV 输电线路	32.26km
16	风电场面积	8.768 8hm ²

8.1.2 电气系统

风力发电机组出口电压为 690V,经过箱式变电站升压到 10kV 接至 66kV 升压站 10kV 母线。以主干道为界,风力发电机组共排 10 排,东西两侧各 5 排,每排 5~7 台不等,共 58 台。单排机组串联形成一条回路,共 10 个独立回路,每回路与变电站相连接。机组与机组、机组与变电站均采用电缆连接,总长度为 33km,所有电缆都采用直埋地下 1.5m,不同地点的电缆线径不同,地面设置电缆桩。

场内建有的 66kV 变电站,其土建工程按一、二期 10 万 kW 规模一次建成;变压器场地安装有两台 31.5MVA 有载调压变压器等设备,66kV 电气主接线采用内桥式单母线分段接线。综合自动化由吉林省调和白城地调两级调度管理,远动信息二、三期,分别送往吉林省调和白城地调。计量点设在 32km 外的镇赉一次变压器侧,但风电场侧也设有同样精度的计量装置。

风力发电机组投产前,出现过故障主要是由于雷击引起的,每年夏秋季容易引雷,多台风力发电机组叶片曾遭受雷击。

8.1.3 经济性分析

单位千瓦投资为 9699.46 元(含送变电),如扣除二期先期及送变电投资,风电场部分实际单位千瓦投资为 8687.90 元。华能流北风电场上网电价为 0.63 元/kWh。

8.2 近海风电场实例

8.2.1 丹麦 Horns Rev 风电场简述

丹麦 Horns Rev 近海风电场位于丹麦西海岸的北海海域,是世界上第一个大型近海风电项目,2003 年初投产运行。风电场工程包括 80 台风力发电机组及连接海岸的联网工程(近海变电站及接入陆地高压电网的海底电缆)。风电

场由 Eltra 与 Elsam 公司联合开发。

1999 年 5 月,在 Horns Rev 礁石附近安装了测风塔,测风塔采用单桩基础,直径为 1.7m。在 15、30、45m 和 60m 4 个不同高度测量风速和风向,同时还测量温度、气压、日照强度和雷电记录。另外,在测风塔的 58m 高度安装了一套独立的仪器设备,测量风速、风向和气压,用于主测量数据的备用和校核。根据现场测量数据,估算 62m 高度的年平均风速为 9.7m/s,主导风向为西风,记录到的 5s 平均极大风速接近 60m/s。

1999 年 6 月,安装了海洋环境测量系统,包含两套波浪测量设备(连续测量波浪高度和周期)和一套声学多普勒雷达(测量海流、水深、温度和海底盐度)。测量结果表明,该区域的平均浪高为 1~1.5m,年最高浪高超过 6m。平均潮高为 1.2m,潮流速度约为 0.5m/s,北—南方向,在大风时,速度可达 0.8m/s。礁石上变化的水深在风电场址内造成一定的激浪,盐度约为 3‰~3.4‰,随季节和风向条件变化。

所有上述气象和海洋环境的测量数据存储在在现场记录仪内,并定期通过移动电话 GSM 连接发送给陆地。根据测量数据的分析结果,可以进行发电量估算、计算载荷(风载荷、波浪载荷、海流和冰载荷)和分析长期可能的海底变化,以及对风力发电机组基础的侵蚀影响。通过对海浪数据的统计分析,推算出一年之中可以借助船只访问风力发电机组的天数。

现场勘察表明,该场址地形稳定,海床由坚实的沙子与砾石组成。

Horns Rev 近海风电场采用的风力发电机组是 Vestas 公司生产的 V80-2.0MW 风力发电机组,风轮直径为 80m,额定功率为 2.0MW。与陆地标准配置相比,该风力发电机组转速高,并在机舱顶部装备一个平台,用于从直升机上空降运行维护人员,同时在平台上还安装了航标灯,强度可调。风力发电机组配备了通信系统(含特高频无线电接收装置)和专有维护设备(如较大容量的吊车和用于叶片检查和修复的攀爬设备),加强风力发电机组表面防腐措施,如增加油漆和橡胶覆层。另外,该风力发电机组还安装了先进的振动监测设备。

丹麦 Horns Rev 近海风电场主要技术参数见表 4-6-7。

表 4-6-7 丹麦 Horns Rev 近海风电场主要技术参数

最大装机容量	160MW
年发电量	600GWh
年平均风速 (62m 高度)	9.7m/s
风力发电机组台数	80
风力发电机组型号	V80-2.0MW
轮毂高度	70m (在海平面以上)
每台风力发电机组风轮和机舱的质量	99t
每台风力发电机组塔筒质量	160t
每台风力发电机组基础质量	180~230t
风力发电机组间距	560m
风电场面积	20km ²
离岸距离	14~20km
水深	6.5~13.5m
设计海浪高度	8m

风力发电机组采用单桩式基础,桩体由托船锤击入海底。打入海床的桩体钢管直径在 3.4~4.0m 之间,打入海床 25m 深。风力发电机组在水面上 9m 处与基础连接,并在这个高度设有一个平台。为了避免基础底部受到冲刷的作用,在基础周边 10m 范围内,铺设两层不同大小的石头层来保护基础(见图 4.6-16),除天气原因外,每天安装一个

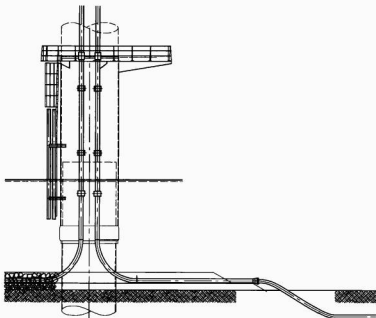


图 4.6-16 V80-2.0MW 风力发电机组的单桩式基础

基础。过渡段灌浆速度与此相同。

风力发电机组的吊装由两艘改装的集装箱船完成，该船有四条腿，通过这四条腿的预拉伸来稳定系统。该船每次能载两台风力发电机组。

2.2 电气系统

风电场内部的电压等级为 36kV。风力发电机组排布与 10 排，每排为 8 台风力发电机组，共 80 台。每相邻两排风力发电机组串联在一起，形成一条回路，每条回路包含 16 台风力发电机组，总共五个独立回路，每条回路与本站（36kV/150kV）相连接。图 4.6-17 所示为该风电场内电气系统的布置图。变电站平台的基础为三根直径 1~2m 的基础桩，采用与风力发电机组基础相同的方法打入海床，平台由 20m×28m 的钢结构搭建而成，高 14m，置于海平面上 14m 处。变电站平台配备的设施有：36kV 开关设备、36kV/150kV 变压器、150kV 开关设备、控制仪表和通信系统、应急柴油发电机（含 2×50t 柴油）、使用海水的灭火设备、人员和服务设施、直升机停机坪、吊车和救生船等。

风电场内部电缆敷设由驳船完成，驳船通过四条腿控制稳定。敷设电缆通过另一只船的水枪喷射在海底挖沟。

Elsam 风电运行部管理风电场，包括船只、直升机运输和运行维护人员。服务中心设在 Esbjerg 港，距离场址 35km。通过风电场内的一艘母船执行定期检修，并通过快速救生船将运行维护人员送达每个风力发电机组。对于小故

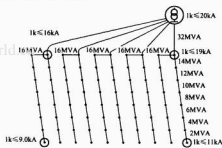


图 4.6-17 丹麦 Horns Rev 近海风电场内部的电气系统布置

障，使用直升机把两人维修人员空降到机舱尾部的平台上进行维修工作。

8.2.3 经济性分析

工程建设总造价约为 20 亿丹麦克朗（约 2.7 亿欧元）。大约 3 亿丹麦克朗（约 0.4 亿欧元）用于联网工程，17 亿丹麦克朗（约 2.3 亿欧元）用于风电场建设。

项目投运后上网电量按等效满负荷小时数达到 42 000h（约 10 年）以内，电价的部分分为 0.353 丹麦克朗/kWh，另加再生能源证书，其价格为 0.10~0.27 丹麦克朗/kWh，即电价范围为 0.453~0.623 丹麦克朗/kWh。以后电价为市场价格加再生能源证书的价格。

第7章 风力发电标准、检测和认证

1 风力发电标准

标准是市场交易的技术规则,对维护市场的经济秩序具有重要作用。标准规定了产品的技术要求、质量性能指标、试验方法、判定规则等内容,是产品合格的判定依据,是产品能否获得市场准入的准绳。风力发电标准作为风力发电设备生产经验的总结和科技发展的结果,为生产活动提供了先进的生产方式和生产技术指标;为生产者和管理者提供了行为规范;为风力发电设备产品质量认证和质量体系认证提供了依据。风力发电标准的制定在提高我国风电产品质量,促进风电产业发展方面起到了积极的作用。

1.1 风力发电标准化体系

1.1.1 风力发电标准化管理体系

中国风力发电标准化管理体系如图 4.7-1 所示。全国风力机械标准化技术委员会是从事我国风力发电、风力提水和其他风能利用机械等专业领域标准化工作的国家级技术工作组织,负责全国风力发电、风力提水和其他风能利用机械等专业领域的标准化技术归口工作。全国风力机械标准化技术委员会是 1985 年经原国家质量技术监督局批准成立的专业标准化技术委员会,国家代号 SAC/TC 50 与国际电工组织 IEC/TC88“风力发电机组”技术委员会对口联络。全国风力机械标准化技术委员会由国家标准化管理委员会领导和管理。

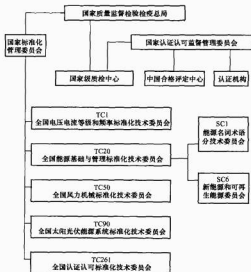


图 4.7-1 中国风力发电标准化管理体系

1.1.2 标准化技术体系

中国风力发电标准化技术体系如图 4.7-2 所示。



图 4.7-2 中国风力发电标准化技术体系

1.2 国际风力发电标准

为保证风电产品质量,同时实现国际间风电技术标准的一致性和协调性,消除技术壁垒,国际电工委员会(IEC)和国际能源署(IEA)制定了一系列风电相关标准。随着世界风电产业的发展,IEC 标准逐渐被各国普及,截至 2008 年 11 月,已经正式发布的 IEC 标准有 15 项,其中 11 项标准见表 4.7-1。

表 4.7-1 IEC 风力发电标准

序号	标准名称及标准号	适用范围	发布日期
1	IEC WT 01—2001 IEC system for conformity testing and certification of wind turbines—Rules and procedures	合格评定	2001.4
2	IEC 61400—2: 2006 Wind turbine generator systems—Part 2: Safety of small wind turbines	小型风力发电机组	2006.3
3	IEC 61400—12: 2005 Wind turbine generator systems—Part 12: Wind turbine power performance testing	功率特性测量	2005.12
4	IEC TS 61400—23: 2001 Wind turbine generator systems—Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades	叶片测试	2001.4
5	IEC TS 61400—13: 2001 Wind turbine generator systems—Part 13: measurement of mechanical loads	机械载荷测量	2001.6
6	IEC 61400—21: 2001 Wind turbine generator systems—Part 21: measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	电能品质测量	2001.12
7	IEC TR 61400—24: 2002 Wind turbine generator systems—Part 24: Lightning protection	雷电防护	2002.7

续表

序号	标准名称及标准号	适用范围	发布日期
8	IEC 61400-11: 2002 Wind turbine generator systems— Part 11: Acoustic noise measurement techniques	噪声测量	2002.12
9	IEC 61400-1: 2005 Wind turbines—Part 1: Design Re- quirements	设计要求	2005.9
10	IEC TS 61400-14: 2005 Wind turbines—Part 14: Declaration of apparent sound power level and tonal- ity values	声功率等级	2005.3
11	IEC 60050-415: 1999 International Electrotechnical Vocabu- lary—Wind turbine generator systems	术语	1999.4

1.3 中国风力发电标准

截至2008年12月,中国共颁布实施了64项风电相关标准(国家标准29项、行业标准35项),见表4.7-2和表4.7-3。其中,适用于并网型风力发电机组的国家标准16项,行业标准7项;适用于离网型风力发电机组的国家标准11项,行业标准23项;适用于风电场的国家标准2项,行业标准5项。

表 4.7-2 中国风力发电标准

序号	标准名称及标准号	适用范围	实施日期
1	GB 18451.1—2001 idt IEC61400-1: 1999 风力发电机组 安全要求	并网型风力发电机组	2002.4.1
2	GB/T 18451.2—2003 idt IEC 61400-12: 1998 风力发电机组 功率特性试验	并网型风力发电机组	2003.9.1
3	GB/T 19069—2003 风力发电机组控制器 技术条件	并网型风力发电机组	2003.9.1
4	GB/T 19070—2003 风力发电机组控制器 试验方法	并网型风力发电机组	2003.9.1
5	GB/T 19071.1—2003 风力发电机组异步发电机 第1部分: 技术条件	并网型风力发电机组	2003.9.1
6	GB/T 19071.2—2003 风力发电机组异步发电机 第2部分: 试验方法	并网型风力发电机组	2003.9.1
7	GB/T 19072—2003 风力发电机组 塔架	并网型风力发电机组	2003.9.1
8	GB/T 19073—2003 风力发电机组 齿轮箱	并网型风力发电机组	2003.9.1
9	GB/T 19568—2004 风力发电机组 装配和安装规范	并网型风力发电机组	2004.12.1
10	GB/T 19960.1—2005 风力发电机组 第一部分 通用技术条件	并网型风力发电机组	2006.1.1

续表

序号	标准名称及标准号	适用范围	实施日期
11	GB/T 19960.2—2005 风力发电机组 第二部分 通用试验方法	并网型风力发电机组	2006.1.1
12	GB/T 20319—2006 风力发电机组 验收规范	并网型风力发电机组	2007.1.1
13	GB/T 20320—2006 风力发电机组 电能质量测量和评估方法	并网型风力发电机组	2007.1.1
14	GB/T 19073—2008 风力发电机组 齿轮箱	并网型风力发电机组	2008.11.2
15	GB/T 21407—2008 双馈式变速恒频风力发电机组	并网型风力发电机组	2008.5.12
16	GB/T 2900.53—2001 电工术语 风力发电机组	并网型风力发电机组	2002.4.1
17	GB 17846—1998 eqv IEC 1400-2: 1995 小型风力发电机组安全要求	离网型风力发电机组	1999.10.1
18	GB/T 13881—1992 风力发电机组设计通用要求	离网型风力发电机组	1993.7.1
19	GB/T 10760.1—2003 离网型风力发电机组用发电机 第1部分: 技术条件	离网型风力发电机组	2003.9.1
20	GB/T 10760.2—2003 离网型风力发电机组用发电机 第2部分: 试验方法	离网型风力发电机组	2003.9.1
21	GB/T 19068.1—2003 离网型风力发电机组 第1部分: 技术条件	离网型风力发电机组	2003.10.1
22	GB/T 19068.2—2003 离网型风力发电机组 第2部分: 试验方法	离网型风力发电机组	2003.9.1
23	GB/T 19068.3—2003 离网型风力发电机组 第3部分: 风洞试验方法	离网型风力发电机组	2003.9.1
24	GB/T 19115.1—2003 离网型用户风光互补发电系统 第1部分: 技术条件	离网型风力发电机组	2003.10.1
25	GB/T 19115.2—2003 离网型用户风光互补发电系统 第2部分: 试验方法	离网型风力发电机组	2003.10.1
26	GB/T 20321.1—2006 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第1部分: 技术条件	离网型风力发电机组	2007.1.1
27	GB/T 20321.2—2006 离网型风能、太阳能发电系统用逆变器 第2部分: 试验方法	离网型风力发电机组	2007.1.1
28	GB/T 18709—2002 风电场风能资源测量方法	风电场	2002.10.1
29	GB/T 18710—2002 风电场风能资源评估方法	风电场	2002.10.1

表 4.7-3 中国风力发电行业标准

序号	标准名称及标准号	适用范围	实施日期
1	JB/T 10194—2000 风力发电机组 风轮叶片	并网型风力发电机组	2000.10.1
2	JB/T 10300—2001 风力发电机组 设计要求	并网型风力发电机组	2001.12.1
3	JB/T 10423.1—2004 风力发电机组 偏航系统 第1部分：技术条件	并网型风力发电机组	2004.6.1
4	JB/T 10425.2—2004 风力发电机组 偏航系统 第2部分：试验方法	并网型风力发电机组	2004.6.1
5	JB/T 10426.1—2004 风力发电机组 制动系统 第1部分：技术条件	并网型风力发电机组	2004.6.1
6	JB/T 10426.2—2004 风力发电机组 制动系统 第2部分：试验方法	并网型风力发电机组	2004.6.1
7	JB/T 10427—2004 风力发电机组 一般液压系统	并网型风力发电机组	2004.6.1
8	JB/T 7878—1995 风力机 术语	离网型风力发电机组	1996.4.14
9	JB/T 7879—1999 风力机械 产品型号编制规则	离网型风力发电机组	2000.1.1
10	JB/T 10395—2004 离网型风力发电机组 安装规范	离网型风力发电机组	2004.6.1
11	JB/T 10396—2004 离网型风力发电机组 可靠性要求	离网型风力发电机组	2004.6.1
12	JB/T 10397—2004 离网型风力发电机组 验收规范	离网型风力发电机组	2004.6.1
13	JB/T 10398—2004 离网型风力发电系统 售后服务技术规范	离网型风力发电机组	2004.6.1
14	JB/T 10399—2004 离网型风力发电机组 风轮叶片	离网型风力发电机组	2004.6.1
15	JB/T 10400.1—2004 离网型风力发电机组用齿轮箱 第1部分：技术条件	离网型风力发电机组	2004.6.1
16	JB/T 10400.2—2004 离网型风力发电机组用齿轮箱 第2部分：试验方法	离网型风力发电机组	2004.6.1
17	JB/T 10401.1—2004 离网型风力发电机组制动系统 第1部分：技术条件	离网型风力发电机组	2004.6.1
18	JB/T 10401.2—2004 离网型风力发电机组制动系统 第2部分：试验方法	离网型风力发电机组	2004.6.1
19	JB/T 10402.1—2004 离网型风力发电机组偏航系统 第1部分：技术条件	离网型风力发电机组	2004.6.1

续表

序号	标准名称及标准号	适用范围	实施日期
20	JB/T 10402.2—2004 离网型风力发电机组偏航系统 第2部分：试验方法	离网型风力发电机组	2004.6.1
21	JB/T 10403—2004 离网型风力发电机组 塔架	离网型风力发电机组	2004.6.1
22	JB/T 10404—2004 离网型风力发电集中供电系统 运行管理规范	离网型风力发电机组	2004.6.1
23	JB/T 10405—2004 离网型风力发电机组 基础与连接 技术条件	离网型风力发电机组	2004.6.1
24	JB/T 6939.1—2004 离网型风力发电机组用控制器 第1部分：技术条件	离网型风力发电机组	2004.6.1
25	JB/T 6939.2—2004 离网型风力发电机组用控制器 第2部分：试验方法	离网型风力发电机组	2004.6.1
26	JB/T 9740.1—1999 低速风力机 系列	离网型风力发电机组	2000.1.1
27	JB/T 9740.2—1999 低速风力机 型式与基本参数	离网型风力发电机组	2000.1.1
28	JB/T 9740.3—1999 低速风力机 技术条件	离网型风力发电机组	2000.1.1
29	JB/T 9740.4—1999 低速风力机 安装规范	离网型风力发电机组	2000.1.1
30	JB/T 10137—1999 泵水和发电用小型风力机 试验方法	离网型风力发电机组	2000.1.1
31	DL/T 666—1999 风力发电场运行规程	风电场	1999.10.1
32	DL/T 796—2001 风力发电场安全规程	风电场	2002.5.1
33	DL/T 797—2001 风力发电场检修规程	风电场	2002.5.1
34	DL/T 5067—1996 风力发电场项目可行性研究报告 编制规程	风电场	1997.6.1
35	DL/T 5191—2004 风力发电场项目竣工验收规程	风电场	2004.6.1

2 风力发电设备认证

风力发电设备认证是由第三方机构对风力发电机组关键部件、风力发电机组或特定风电场的一台或多台风力发电机组的合格评定工作，包括从设计开始到交付使用及运营过程中的监督。风电设备认证在国际上已经有近30年的历史，并且得到越来越多国家的重视。目前，国际上风电设备认证基本按照 IEC WT01:2001 的要求开展，德国劳氏船级社 (GL) 和挪威船级社 (DNV) 为国际上最大的两家认证机构。我国经国家认证认可监督管理委员会 (以下简称国家认监委) 授权开展风力发电设备认证的认证机构有北京鉴衡认

证中心和中国船级社。

2.1 认证体系

中国风电设备认证体系如图 4.7-3 所示。

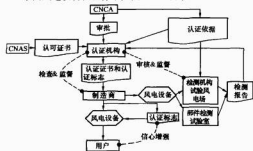


图 4.7-3 中国风电设备认证体系

由图 4.7-3 可知：

(1) 国家认监委（CNCA）对认证机构实施前置许可制度，即认证机构必须获得国家认监委的批准，并依法取得法人资格后，才能开展风电设备的认证活动。

(2) 国家实行统一的认可制度，即由国家认监委确定的认可机构对风电设备认证机构所从事的认证工作的能力进行评价，并对通过评价的机构颁发认可证书。目前，国家认监委确定的认可机构是中国合格评定国家认可委员会（CNAS）。

(3) 认证机构按照国家认监委批准备案的风电设备认证实施规则和认证技术规范，对制造商设计和制造的风电设备开展认证工作。向符合认证要求的制造商颁发风电设备认证证书，并允许制造商在其风电设备上使用认证标志。

(4) 制造商委托认证机构对其风电设备进行认证时需具备必要的条件。

(5) 检测机构（试验风电机）和部件检测实验室分别对制造商的风电设备整机和部件，按照有关标准和规范进行检测、评价，并向认证机构出具检测报告。

(6) 独立于供需双方的认证机构颁发的认证证书和认证标志，是对风电设备质量可靠的一个权威的保证。用户（风电场开发商）和保险商、银行等可以依据认证证书和认证标志辨别风电设备质量的优劣，增强信心。

2.1.1 认证机构

在风电设备认证体系中，认证工作的实施主体是认证机构。认证机构应满足《CNAS—CC21 产品认证机构通用要求》的要求，并由国家认证认可监督管理委员会批准开展风电设备质量认证。认证机构的认证活动应符合《中华人民共和国认证认可条例》的要求。

2.1.2 认证模式

风电设备认证包括部件认证、整机型式认证和风电场项目认证 3 种模式。

(1) 部件认证的目的是确认风力发电机组部件是按设计条件、指定标准和其他技术要求进行设计和制造的。部件认证包括设计评估、型式试验和制造评估三个模块，具体内容取决于认证的具体部件，每个模块的评估结果满足要求后均可出具符合证明。在最终评估报告完整无误的基础上，颁发相应的部件认证证书。部件认证应依据 IEC WT01、GB 18451.1 和经认证机构同意的由设计者选用的其他标准进行。

(2) 整机型式认证的目的是确认风力发电机组是按设计条件、指定标准和其他技术要求的要求进行设计、检验和制造的，并且是按照设计文件的要求进行安装、运行和维护的。型式认证适用于具有相同设计和制造工艺的一系列风力发电机组。型式认证包括设计评估、型式试验和制造评估三个必选模块，以及基础设计评估和性能测试两个可选模块，每个模块评估结果满足要求后均可出具相应的评估报告和符合证明。在最终评估报告完整无误的基础上，颁发相应的型式认证证书。型式认证应依据 IEC WT 01、GB18451.1 或 GB 17646，以及经认证机构同意的由设计者选用的其他标准进行。

(3) 风电场项目认证的目的是确认已通过型式认证的风力发电机组和对应的基础设计是否能满足特定风电场的外界条件、适用的建筑和电力法规及其他相关要求。认证机构应评估特定场地的风况和其他环境条件、电网条件及土壤特性是否和拟安装的风力发电机组型号的设计以及基础设计一致。在获得型式认证的风力发电机组，项目认证包括场地评估和基础设计评估两个必选模块，以及安装评估、运行和维护的监督检验两个可选模块。每个模块的评估结果满足要求后均可出具相应的评估报告和符合证明。在最终评估报告和符合证明完整无误的基础上，颁发相应的项目认证证书。风电场项目认证应依据 IEC WT 01、GB18451.1 或 GB 17646，以及经认证机构同意的由设计者选用的其他标准进行。

2.2 整机型式认证

2.2.1 整机型式认证内容

整机型式认证内容如图 4.7-4 所示。由图 4.7-4 可知，整机型式认证包括设计评估、型式试验、制造评估、基础设计评估和性能测试。



图 4.7-4 整机型式认证内容

2.2.2 设计评估

设计评估的目的是检查风力发电机组是否按设计条件、指定标准和其他技术要求进行设计。设计评估内容如图 4.7-5 所示，设计评估时申请人应向认证机构提供的技术文件见表 4.7-4。根据风力发电机组的特点和设计复杂程度，



图 4.7-5 设计评估内容

可对该清单要求的内容适当增加或减少。设计评估完成后可
签发设计评估符合证明。

表 4.7-4 风力发电机组整机型式认证
所需的技术文件清单

		图纸	分析	说明(D) 规格参数(SP) 图表(Sch)
1.0 风力发电机组总体说明				
1.1	风力发电机组特性及构造总体说明			
	风力发电机组总体说明书及技术参数	○		D, SP
	主要零部件质量及质心			SP
	运行限制			SP
	电力系统			D, Sch
	电气控制系统			D, Sch
	液压传动装置和气动装置			D, Sch
1.2	外界条件及设计等级			D
1.3	控制及保护原理			D
1.4	规则及标准			D
1.5	坐标系	○		D, Sch
2.0 设计控制程序				
2.1	文件及管理			D
3.0 控制和保护系统				
3.1	零部件说明书及规格(包括转换器及传感器)			D, SP
3.2	详细的逻辑控制流程图			Sch
3.3	设置点清单			SP
3.4	控制系统软件			D, Sch, SP
3.5	软件发行及版本控制			D
3.6	远程遥控/监测			D, Sch, SP
3.7	保护系统逻辑	○		D, Sch
3.8	失效分析		○	
3.9	超速传感器			SP, Sch
3.10	过载/过电流传感器			SP, Sch
3.11	振动传感器			SP, Sch
3.12	紧急停车机构			D, Sch
4.0 载荷及载荷工况				
4.1	总体分析方法		○	D
4.2	系统动力学模型说明			
	自由度			D, Sch
	质量及刚度分布			Sch, SP
	气动参数输入(翼型图、叶片几何形状等)	○		Sch, SP
4.3	局部安全系数	○		SP
4.4	计算模型的有效性分析		○	
	与试验数据比较		○	
4.5	系统及单个主要部件的动力学性能			
	坎贝尔图(共振图)	○		Sch
	频谱图		○	
	模态及频率		○	

续表

		图纸	分析	说明(D) 规格参数(SP) 图表(Sch)
	预测与实测对比		○	
4.6	载荷工况(包括 IEC 61400-1 中规定的及其他特殊工况)			
	疲劳载荷工况		○	
	极限载荷工况		○	
	失效模式		○	
4.7	部件载荷			
	叶片		○	
	轮毂		○	
	锁紧装置		○	
	低速传动轴及轴承		○	
	底座及齿轮箱		○	
	齿轮箱及传动系统(包括发电机、制动装置、联轴器等)		○	
	塔架顶部/偏航轴承		○	
	塔架		○	
	塔架与基础的连接		○	
	基础		○	
	其他		○	
	极限变形(叶片/塔架)		○	
5.0 部件				
5.1	系统级说明			
	装配图		○	
	材料性能			SP
风轮				
5.2	叶片			
	结构	○	○	D, SP
	根部		○	
	叶片/轮毂连接		○	
	气动刹车机械	○	○	D, SP
5.3	轮毂			
	结构	○	○	
	联轴器结构	○	○	SP
	变距系统(包括动力源)	○	○	SP
	变距轴承	○	○	SP
	轮毂与低速传动轴连接	○	○	
5.4	低速传动轴			
	结构	○	○	
	轴承	○	○	SP
	轴承安装	○	○	SP
机舱				
5.5	结构		○	
	底座	○	○	
	机罩	○	○	
5.6	齿轮箱			
	箱体结构	○	○	
	齿轮箱/底座连接	○	○	
	齿轮箱/发电机联轴器	○	○	SP

续表

		说明(D) 规格参数(SP) 图表(Sch)	分析	图例
	齿轮、轴承、冷却系统、润滑系统、轴承及联轴器		○	Sch, SP
5.6	发电机		○	
	直接驱动元件的结构		○	
	发电机/机舱连接		○	
5.7	偏航系统			
	驱动装置		○	SP
	轴承及连接		○	SP
塔架和基础				
5.8	塔架			
	结构		○	
	连接形式		○	
	通道		○	
	防扭摆装置			D, SP
	电缆悬挂装置		○	SP
	梯子、平台、升降机		○	SP
5.9	基础			
	结构		○	
	与塔架的连接方式		○	
其他				
5.10	制动装置(最大与最小额定扭矩及能量储备)		○	SP
5.11	锁紧装置(包括动力供源)		○	Sch, SP
5.12	辅助系统(液压/气动)		○	Sch, SP
5.13	辅助装置(起重机、升降机等)		○	SP
6.0 电气				
6.1	单线图(具有安全装置的基本电力线路)			Sch
6.2	电力线路图			Sch
6.3	电气系统图			Sch
6.4	电力变压器		○	SP, Sch
6.5	发电机电气设备			Sch
6.6	断开装置			SP, Sch
6.7	接地系统			SP, Sch
6.8	防雷保护装置		○	SP, Sch
7.0 部件试验报告				
7.1	部件试验		○	D
8.0 说明书				
8.1	制造方案			D, SP, Sch
8.2	安装说明			D, SP, Sch
8.3	维护说明			D, SP, Sch
9.0 人员安全				
9.1	工作场所要求			D
9.2	急停按钮			D, Sch
9.3	锁紧装置			Sch
9.4	安全指南			D

2.2.2.1 设计控制评估

在风力发电机组设计评估时,首先应对风力发电机组的设计控制进行评估。设计控制评估的内容是风力发电机组制造商的设计质量控制程序。设计控制评估按照 GB/T 19001 的要求进行,当申请人已获得 GB/T 19001 质量管理体系认证证书时,则可视同设计控制评估已满足要求。

2.2.2.2 控制和保护系统评估

控制和保护系统评估的内容包括:

- (1) 风力发电机组运行模式的描述。
- (2) 所有模块的设计和性能。
- (3) 保护系统的失效安全设计。
- (4) 系统逻辑图及其配套硬件。
- (5) 全部重要安全传感器的可靠性。
- (6) 制动系统分析。

评估时应依据 GB 18451.1 或 GB 17646 有关要求独立进行控制和保护系统的评估工作。

2.2.2.3 载荷和载荷工况评估

载荷和载荷工况的评估内容包括:

- (1) 载荷值和相应载荷工况。
- (2) 计算模型。
- (3) 输入的数据(包括空气动力参数、结构特性参数、与控制系统有关的参数等)。

评估时应依据 GB 18451.1 或 GB 17646 有关要求独立进行载荷和载荷工况的评估。

2.2.2.4 结构、机械和电气部件设计评估

结构、机械和电气部件设计评估的内容是与部件有关的设计文件(通常包括规格、说明、图表和设计计算,必要时包括测量/试验报告、图纸和零件清单)。设计文件中应清楚说明设计依据(如准则和标准)、载荷和有关外界条件。

评估时应依据 GB 18451.1 或 GB 17646 以及经同意的附加准则和标准的有关要求对结构、机械和电气部件的设计进行评估。

2.2.2.5 部件试验评估

除了对部件进行设计评估之外,还可能要求对部件进行试验评估。一些结构、机械或电气部件的强度和某些功能性要求只有通过测量或试验才能得到验证。

当评估时发现对部件的相关分析不够充分时,可要求对部件进行附加的试验和/或测量,以代替进一步理论分析,并且确定试验结果可以适当地应用于部件的设计。在测量和试验报告中应说明部件名称、试验标准或程序及试验的条件。

2.2.2.6 基础设计评估

评估时应依据 GB 18451.1 或 GB 17646 以及经同意的有关准则,结合一个或多个塔基设计,对风力发电机组设计文件中详细的塔基设计要求进行评估。另外,评估工作应确定塔基设计满足结合面几何特性要求(如平面度、水平性、螺栓连接误差)和风力发电机组设计文件中规定的强度要求。

设计文件中标明的塔架和基础连接处的特性参数和设计载荷应作为评估的基础。这些载荷包括水平力和垂直力,以及在连接处的水平和垂直方向上的弯矩。在设计评估中应考虑由于有关载荷工况的合成而引起的极端载荷和疲劳载荷。由于塔基的柔性可能影响整机和塔架系统的固有频率和振动模式,因此设计文件中,应阐明塔架底部在水平、垂直以及扭转方向上可允许的位移范围;应对适合安装的地基典型土壤条件的刚性和柔性进行评估。这些土壤条件应在设计

文件中明确。

2.2.2.7 制造方案评估

制造方案评估的内容包括:

- (1) 制造和装配工艺。
- (2) 所需工具及设备。
- (3) 人员资格及技能要求。
- (4) 质量检查点和采用的检测设备。
- (5) 采购规程, 包括对分包方的质量评估要求。
- (6) 质量记录和质量记录保存程序。

2.2.2.8 安装方案评估

安装方案评估的内容包括:

- (1) 典型安装程序。
- (2) 人员资格和技能要求。
- (3) 连接点及所有土木和电气构造详细技术要求的说明, 包括接地系统。
- (4) 专用工具和所需吊运工具及设备。
- (5) 设计要求的质量控制检测点、测量及检验。
- (6) 人员安全和环境保护计划措施。
- (7) 安装手册。
- (8) 完工运行程序及检查清单。
- (9) 质量记录和质量记录保存程序。

2.2.2.9 维护方案评估

维护方案评估的内容包括:

- (1) 维护计划, 包括检查间隔和日常维护项目。
- (2) 与运行程序或维护措施有关的安全要求。
- (3) 环境保护措施。
- (4) 所需专门工具和设备。
- (5) 人员资格和技能要求。
- (6) 操作指南及维护手册。
- (7) 质量记录和质量记录保存程序。

2.2.2.10 人员安全评估

人员安全评估的内容包括:

- (1) 安全指南。
- (2) 攀登设施。
- (3) 出入口及通道。
- (4) 站立位置、平台和楼梯。
- (5) 扶手和支点。
- (6) 灯光。
- (7) 电气和接地系统。
- (8) 防火。
- (9) 应急制动按钮。

2.2.3 型式试验

型式试验的目的是获取功率特性和与安全性相关的数据, 以及对通过分析方法不能可靠评估的项目进行验证。型式试验内容见图 4.7-6, 对于小型风力发电机组, 载荷试验和叶片试验可由相应标准中规定的耐久试验代替。型式试验的申请者应制定详细的试验大纲并提交认证机构批准。型式

试验应由认证机构认可的试验机构承担。试验结果应形成试验报告并由认证机构审核, 以确保其按批准的试验大纲进行, 并已覆盖认证所需试验项目。型式试验完成后可签发型式试验符合证明。

2.2.3.1 安全及功能测试

参见本章 3.2 节。

2.2.3.2 功率特性测试

参见本章 3.3 节。

2.2.3.3 载荷测试

参见本章 3.4 节。

2.2.3.4 叶片测试

叶片试验的目的是确认叶片结构设计及制造工艺的合理性, 对于每一种新型叶片应进行全尺度结构试验(包括疲劳试验和静力试验)。试验程序及结果评估见 IEC 61400—23 的有关要求。

试验叶片要求与经设计评估确认的叶片一致, 若有不同应经认证机构批准。叶片设计若有改动, 认证机构应与制造商协商以确定是否需重新试验。叶片设计如有重大更改应重新进行试验, 如下设计更改可视为重大更改:

- (1) 结构形式, 包括叶片内部加强方案。
- (2) 气动参数。
- (3) 主要受力部位的材料。
- (4) 叶片根部过渡区。

2.2.3.5 其他测试

认证机构可根据具体情况要求进行其他试验和测量, 申请方也有权要求结合型式试验进行相关的其他试验。这些试验可包括:

- (1) 电工环境条件试验。
- (2) 电磁兼容测试。

2.2.4 制造工艺评估

制造工艺评估的目的是确认风力发电机组是否按照设计要求进行制造。制造工艺评估的内容包括质量管理体系评估和制造检验。制造工艺评估工作中制造商应至少生产制造一件可代表认证型号的产品。对制造评估满意后签发制造评估符合证明。

(1) 质量管理体系评估。制造商若获得 GB/T 19001 质量管理体系认证证书可视为已通过质量管理体系评估, 颁发该认证证书的机构需通过权威认可机构的认可。

制造商没有获得质量管理体系认证, 评估时应由工厂的质量管理体系进行评估, 至少包括以下内容:

- 1) 职责分工。
- 2) 文件控制。
- 3) 分包。
- 4) 采购。
- 5) 过程控制。
- 6) 检验和试验。
- 7) 纠正措施。
- 8) 质量记录。
- 9) 培训。
- 10) 产品标识和可追溯性。

质量管理体系评估应在申请方提供的质量管理体系文件基础上进行。

(2) 制造检验。认证机构应至少在现场检验一个按照批准的图纸制造的产品。检验内容包括:

1) 确认工艺图、生产工艺、采购规格书、安装说明书等应符合总体设计要求。



图 4.7-6 型式试验内容

- 2) 对相关制造车间进行评估。
- 3) 确认装配方法、工艺及人员资格。
- 4) 复核材质证书。
- 5) 抽查采购的零部件, 确认采购程序能有效实施。
- 6) 抽查装配工艺。

2.2.5 基础设计评估

基础设计评估的目的是确认申请方选择的一个或多个基础设计方案的可行性。用于基础设计评估的基础设计文件应包括混凝土基座设计及其施工方案。设计图样/资料应尽量详细, 以使认证机构能确认基础设计已考虑了特定的施工方案。认证机构应评估提交的基础设计方案是否满足在已评估的风力发电机组设计文件中所规定的相关要求以及其他接受的标准或规则。认证机构在对基础设计评估报告审核满意后签发符合证明。

2.2.6 性能测试

性能测试的目的是获得与风力发电机组运行有关的特性参数, 与作为型式试验必选项目的功率特性测试要求不同。测试内容可由申请方选择但应符合相关标准要求。性能测试一般应包括电能品质测试和噪声测试项目。

测试时应确认测试用风力发电机组是代表拟认证的风力发电机组型号。检验记录的格式应在测试之前制定, 以利于检查是否与风力发电机组设计文件相符。测试应由经认可的试验机构进行。测试结果应整理成试验报告交由认证机构评估。认证机构应评估测试工作是否按照批准的试验程序进行, 试验报告中记录的特性参数是否满足认证要求。认证机构对测试结果评估满意后签发符合证明。

- (1) 电能品质测试。

参见本章 3.6 节。

- (2) 噪声测试。

参见本章 3.5 节。

2.3 风电场项目认证

2.3.1 风电场项目认证内容

对已获得型式认证的风力发电机组, 风电场项目认证内容如图 4-7-7 所示。认证的申请人须向认证机构提交项目认证所需的全部技术文件。



图 4-7-7 项目认证内容

2.3.2 场地评估

场地评估的目的是检查场地的环境、电气和土壤特性是否符合设计文档中定义的参数值。认证机构应评估场地的外部条件是否已经被适当的获取并且记录。该评估应考虑 GB 18451.1 中划分的下列四类外部条件:

- (1) 风况。
 - (2) 电网条件。
 - (3) 地质条件。
 - (4) 其他环境条件。
- 其中, 应包括以下方面的影响:
- (1) 尾流影响。
 - (2) 地震。
 - (3) 土工条件。

- (4) 海洋条件 (如果相关)。
- (5) 气候窗和气候停工 (如果相关)。

场地外部条件的测量应由认证机构认可的检测实验室进行, 否则认证机构应确认测量是否符合质量要求, 结果是否可信。该确认应包括对以下内容的评估:

- (1) 测试和标定方法。
- (2) 设备。
- (3) 测量可追溯性。
- (4) 测试和标定结果质量控制。
- (5) 结果报告。
- (6) 认证机构对场地评估结果满意后签发符合证明。

2.3.3 基础设计评估

基础设计评估的目的是审查基础设计是否满足相关标准和其他技术要求。认证机构应对基础设计进行评估, 以确认该设计是否满足已获得型式认证的风力发电机组的设计要求, 当地的地质/地面状况, 以及适用的标准或规范。如果申请认证的风力发电机组已经获得了型式认证中的基础设计评估符合证明, 则本评估内容仅包括基础设计对当地的地质条件和相关的标准或规范的符合性。认证机构对基础设计评估结果满意后签发符合证明。

2.3.4 安装评估

安装评估的目的是确认一个或多个风力发电机组的安装、调试符合特定的标准和其他技术要求。安装评估的内容包括指导安装和运行的质量管理体系、第三方的监督及安装和运行中的定期检验做出评估。认证机构对安装评估结果满意后签发符合证明。

- (1) 质量管理体系。安装的质量管理体系评估需要的文件应包括:

- 1) 拟安装的风力发电机组型号和标识, 包括型式认证证书复印件。
- 2) 质量手册。
- 3) 操作手册及安装/建造图。
- 4) 详细的程序及说明。

认证机构需要对安装机构的质量管理体系进行评估, 确认其质量管理体系符合 GB/T 19001 或认证机构的要求。

- (2) 监督和定期检验。在对安装机构的质量管理体系进行评估后, 认证机构对质量管理体系的实施情况进行监督, 以确认在安装现场的工作, 包括装配、安装和调试等, 符合风力发电机组设计要求和安装方案。

2.3.5 运行和维护监督检验

运行和维护监督检验的目的是确保特定风电场的一台或多台风力发电机组在运行和维护过程中能满足设计文件中相关操作手册的要求。监督检验的内容包括对运行和维护记录的核查以及对风力发电机组的抽查, 主要内容包括:

- (1) 风力发电机组的维护是否由授权人员按照维护手册中的要求及期限进行。
- (2) 按照设计文件中规定的限制值检查控制参数的设置。
- (3) 零部件的维护或更换是否与型式认证证书中规定的型号一致。

运行和维护监督检验的周期由认证机构与申请方商定。认证机构对运行和维护监督检验结果满意后签发符合证明。

2.4 认证证书

2.4.1 型式认证证书

认证机构在对最终评估报告的完整性及准确性审查满意

后签发型式认证证书。该证书应包含必选模块的评估结果,如适用时,还应包含可选的基础设计评估及性能测试的结果。

型式认证证书仅适用于证书中注明的风力发电机组型号。证书中应注明可替换的部件和结构型式,以及允许选择的组合方式。型式认证证书应以适当的方式说明所引用的标准及规范文件。

认证机构应在证书中注明下列要求以作为保持证书有效性的条件:

(1) 证书持有者应编写年度报告并提交给认证机构审核。该报告中应包括使用中的异常状况和处理方式及较小的设计修改情况。

(2) 获得认证的产品及其设计资料、工艺、程序等方面如有重大修改应及时向认证机构报告。证书持有者如果要保持和(或)延长证书有效期,应向认证机构提交修改过的所有的文件资料。

认证机构每年对生产现场至少审核一次,以确认风力发电机组是否按照批准的设计文件进行生产制造。

2.4.2 风电场项目认证证书

风电场项目认证证书仅限于颁发给已获得型式认证证书的风力发电机组。认证机构在对评估报告和符合证明的完整性和准确性最终评审合格后签发风电场项目认证证书。

风电场项目认证证书仅对在证书中注明安装地点的风力发电机组有效。对场地及风力发电机组的任何重大更改应及时向认证机构报告,以便重新确认证书的有效性或扩大证书适用范围。

风电场项目认证证书应采用合适的方式注明引用的标准和法规。

运行和维护的监督检验是风电场项目认证证书有效的必要条件,监督检验工作应按第4条要求进行。

3 风力发电设备检测

3.1 检测体系

3.1.1 检测机构

对于风力发电设备检测机构,国家实行统一的认可制度,即由国家认监委确定的认可机构对检测机构所从事的检测工作的能力进行评价,并对通过评价的机构颁发认可证书。目前,国家认监委确定的认可机构是中国合格评定国家认可委员会(CNAS)。

3.1.2 检测依据

检测依据见表4.7-5。

表 4.7-5 检测依据

检测内容	依据的标准	
	IEC标准	国家标准
载荷	IEC 61400—13 Wind turbine generator systems—Part 13: measurement of mechanical loads	
功率特性	IEC 61400—12 Wind turbine generator systems—Part 12: Wind turbine power performance testing	GB 18451.2 风力发电机组功率特性试验
电能品质	IEC 61400—21 Wind turbine generator systems—Part 21: measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines	GB/T 20320—2006 风力发电机组电能质量测量和评估方法
噪声	IEC 61400—11 Wind turbine generator systems—Part 11: Acoustic noise measurement techniques	

续表

检测内容	依据的标准	
	IEC标准	国家标准
安全与功能	IEC 61400—1 Wind turbines—Part 1: Design Requirements	
叶片	IEC 61400—23 Wind turbine generator systems—Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades	
齿轮箱		GB/T 19073 风力发电机组齿轮箱
发电机		GB/T 19071.2 风力发电机组异步发电机 第2部分:试验方法

3.2 安全与功能检测

3.2.1 制动系统测试

(1) 测量参数。

1) 风速。

2) 转速。

3) 电能输出状态。

4) 气动制动时叶片的角度和位置。

5) 机械制动时的液压。

6) 主轴的扭矩或风轮的驱动力矩。

7) 叶片根部弯曲力矩。

(2) 试验项目,见表4.7-6。

表 4.7-6 制动系统试验项目

编号	测试项目	(风速小于参考风速的80%)试验次数	(风速大于或等于参考风速的80%)试验次数	备注
1	启动制动时的制动失败	2	2	试验对象为带有多个气动制动系统的风力发电机组
2	I 制动系统的制动失败	2	2	试验对象为带有两个气动制动系统的风力发电机组
3	II 制动系统的制动失败	2	2	
4	制动系统的其他制动故障		2	
5	机械制动的有效性		2	

作为机械制动系统测量的可选方案之一,如果液压信号与施加的制动力矩之间有明确的关系(控制阀的位置),应记录一个可选的测量参数,并在测量报告中记录。

在不同等级(硬刹车/软刹车/关闭)刹车时,应检测刹车和液压系统的信号,记录刹车状态、刹车力矩和液压力值。

3.2.2 自动控制系统的测试

(1) 测量参数。

1) 风速。

2) 转速。

3) 电能输出状态。

4) 气动制动时叶片的角度和位置。

5) 机械制动时的液压。

6) 主轴的扭矩或风轮的驱动力矩。

7) 叶片根部弯曲力矩。

(2) 试验项目, 见表 4.7-7。

表 4.7-7 自动控制系统试验项目

编号	测试项目	(风速小于参考风速) 试验次数	(风速大于或等于参考风速) 试验次数	备 注
1	自动操作	2	2	耐久性测试, 大约 2min

3.2.3 启动、停机测试

(1) 测量参数。

- 1) 风速。
- 2) 风向 (用于偏航控制测试)。
- 3) 机舱位置 (用于偏航控制测试)。
- 4) 转速。
- 5) 电能输出状态。
- 6) 气动制动时叶片的角度和位置。
- 7) 机械制动时的液压。
- 8) 主轴的扭矩或风轮的驱动力矩。
- 9) 叶片根部弯曲力矩。

(2) 试验项目, 见表 4.7-8。

表 4.7-8 启动、停机试验项目

编号	测试项目	(风速小于参考风速的 80%) 试验次数	(风速大于或等于参考风速的 80%) 试验次数	备 注
1	风力发电机组启动	2	2	
2	在已经定好的制动程序中停止	每一个制动程序测试 2 次		
3	发电机速度切换	在任何一个方向上有两个切换		风力发电机组具有 2 个或 3 个固定速度
4	在脱网或电网失效的情况下制动	2	2	
5	偏航系统运动		在任何一个方向上都有一个偏航操作	

3.2.4 固有频率测量

(1) 测量参数。固有频率能够通过振动周期的次数或合适的测量信号频率分析来得到。

(2) 试验项目。试验项目见表 4.7-9。

表 4.7-9 固有频率试验项目

编号	测试对象	静 止	转 动
1	叶片	一阶、二阶挥舞、摆振	一阶、二阶挥舞、摆振
2	传动链	一阶扭转 (发电机机舱, 制动装置打开)	一阶扭转, 发电机开机
3	塔架	x, y 两个方向上的一阶弯曲 一阶扭转, 除去扭转刚度塔 (筒状塔)	x, y 两个方向上的一阶弯曲

3.3 功率特性检测

3.3.1 检测项目

风力发电机组功率特性检测项目包括:

(1) 气象参数, 主要包括风速、风向、气温和气压等。

(2) 风力发电机组运行状态参数, 主要包括转速、桨距角等。

(3) 风力发电机组电能输出参数, 主要包括三相电的电流和电压。

3.3.2 检测方法

(1) 数据采集。IEC 61400—12 规定风力发电机输出功率、风速应以 0.5Hz 或更高的采样速率连续采集。气温、气压和风力发电机组运行状态可以低速采集, 但至少 1min 一次, 测试时间至少持续 180h, 且在 180h 内风力发电机组运行状态应是正常的。

(2) 数据处理。

1) 数据的预处理。IEC 61400—12 规定在求被测数据的 10min 平均值之前, 应对数据集合先作一次预处理。每一个预处理数据集合的整个时段应在 30s 和 10min 之间, 应取 10min 能被其整除的一个数。如果预处理数据集合的时段比 10min 小, 则相邻的数据集合在时间上必须是连续完整的 10min, 不允许间断。预处理数据集合应包含采样数据在预处理周期内的信息有: ① 平均值; ② 标准方差; ③ 最大值; ④ 最小值。

对每 10min 的周期, 平均值和标准方差根据下列公式计算, 即

$$X_{10min} = \frac{1}{N_k} \sum_{i=1}^{N_k} X_i \quad (4.7-1)$$

$$\sigma_{10min} = \sqrt{\frac{1}{N_k N_k - 1} \sum_{i=1}^{N_k} [N_k (X_{10min} - X_i)^2 + \sigma_k^2 (N_k - 1)]} \quad (4.7-2)$$

式中: N_k 为预处理数据集合的数据采样个数; X_i 为预处理数据集合的平均值; σ_k 为预处理数据集合的标准方差; N_k 为 10min 周期内的预处理数据集合的个数; X_{10min} 为 10min 周期内参数的平均值; σ_{10min} 为 10min 周期内参数的标准方差。

2) 数据校正。如果风速的测量点不在轮毂高度, 则预处理数据集合将对气流畸变和气压进行校正; 如果能够得到更好的精度, 则应在测量中进行校正 (例如, 在高湍流现场由于过速引起的误差所作的测速表的校正)。

3) 数据规格化。不同的气象条件对功率测量都是有影响的。为了便于比较, 要把所得到的功率曲线规格化到标准气象条件, ISO 标准是指:

空气密度 $\rho_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$

温度 $T_0 = 15^\circ\text{C}$ ($T_0 = 288.15 \text{ K}$)

气压 $B_0 = 1013.3 \text{ hPa}$

10min 数据集合中的空气密度的平均值是根据式 (4.7-3) 由测量的气温和气压确定, 计算时要求四舍五入精确到 0.05 kg/m^3 。

$$\rho_{10min} = \frac{B_{10min}}{RT_{10min}} \quad (4.7-3)$$

式中: ρ_{10min} 为 10min 内计算的空气密度平均值; T_{10min} 为 10min 内测量的绝对气温平均值; B_{10min} 为 10min 内测量的气压平均值; R 为气体常数 $287.05 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ 。

对定桨距、定转速的失速调节型风力发电机组, 制造商提供的是对应大气标准条件下的功率曲线, 而桨叶的失速点只与风速有关, 与空气密度无关, 因此在整个输出功率特性上, 可以计算出与空气密度相关的功率值。

对定桨距、定转速的失速调节型风力发电机组, 应根据式 (4.7-4) 对输出功率作规格化处理, 即

$$P_a = P_{10\min} \frac{\rho_a}{\rho_{10\min}} \quad (4.7-4)$$

式中: P_a 为规格化后的输出功率; $P_{10\min}$ 为 10min 内测量的功率平均值; ρ_a 为标准空气密度; $\rho_{10\min}$ 为 10min 内测量的空气密度平均值。

对于变桨距、变转速的功率控制型风力发电机组, 尽管空气密度发生变化, 仍可达到原设计的功率, 但这时的风速应进行换算。

因此, 对功率控制型风力发电机组, 应根据式 (4.7-5) 对风速作规格化处理, 即

$$v_a = v_{10\min} \left(\frac{\rho_a}{\rho_{10\min}} \right)^{1/3} \quad (4.7-5)$$

式中: v_a 为规格化后的风速; $v_{10\min}$ 为 10min 内测量的风速平均值; ρ_a 为标准空气密度; $\rho_{10\min}$ 为 10min 内根据测量的气温和气压所计算的空气密度的平均值。

3.3.3 检测结果

(1) 功率曲线确定。采用风速区间法确定风力发电机组的功率曲线。所谓风速区间法 (method of the bin), 是指在功率曲线上把风速坐标划分为若干个区间 (bin), IEC 标准规定风速区间宽度为 0.5m/s, 每一个风速区间的规格化后的数据集合是以风速坐标轴上能被 0.5m/s 整除的点为区间中心, 中心左右两侧 0.25m/s 内的数据。将每一个风速区间中的风速及功率数据集合分别作算术平均, 就作为这个风速区间 i 的平均风速 v_i 及平均功率 P_i 。

被测功率曲线是以风速为横坐标、以有功功率为纵坐标, 应用上述风速区间法确定的一系列数据对 (v_i, P_i)。IEC 标准规定: 功率曲线上数据集合应覆盖扩展后的风速范围, 即从切入风速以下的 1m/s 到风力发电机组额定功率的 85% 所对应的风速的 1.5 倍。

被测功率曲线可根据式 (4.7-6) 和式 (4.7-7), 使用 0.5m/s 区间并对每一个区间, 通过计算规格化后的风速的平均值和规格化后的功率输出的平均值得到, 即

$$v_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} v_{a,i,j} \quad (4.7-6)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{a,i,j} \quad (4.7-7)$$

式中: v_i 为在区间 i , 规格化后的平均风速; $v_{a,i,j}$ 为在区间 i , 数据集合 j 规格化后的风速; P_i 为在区间 i , 规格化后的平均功率输出; $P_{a,i,j}$ 为在区间 i , 数据集合 j 规格化后的平均功率输出; N_i 为在区间 i , 10min 内数据集合的数目。

(2) 年发电量估算 (AEP)。年发电量是应用相对于不同的风速的频率分布, 由被测的功率曲线估计得到的。IEC 标准使用瑞利分布用于发电量计算。根据式 (4.7-8) 可以计算出年发电量 AEP, 公式中 $[F(v_i) - F(v_{i-1})]$ 是在区间 i 上的风速的概率分布, $(P_{i-1} + P_i)/2$ 是在区间 i 上的平均功率, 即

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(v_i) - F(v_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (4.7-8)$$

式中: AEP 为年发电量; N_h 为一年中的小时数, 约为 8760h; N 为区间的数目; v_i 为区间 i 规格化后的平均风速; P_i 为区间 i 规格化后的平均功率输出。

并且

$$F(v) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_{\text{ave}}} \right)^2 \right] \quad (4.7-9)$$

式中: $F(v)$ 为对于风速的瑞利累积概率分布函数; v_{ave} 为

轮毂高度每年的平均风速; v 为风速。

求和初始化: 设置 v_{-1} 等于 $v_{0.5}$, P_{-1} 等于 0.0kW。

3.4 载荷检测

3.4.1 检测项目

根据 IEC TS61400-13: 2001 规定, 风力发电机组载荷检测项目包括:

(1) 载荷, 主要包括叶片载荷、风轮载荷和塔架载荷等。

(2) 气象参数, 主要包括风速、风向、气温和气压等。

(3) 风力发电机组运行参数, 主要包括功率、转速、桨距角、偏航角和方位角等。

3.4.1.1 载荷

测量的主要载荷, 见表 4.7-10。如果某些特定载荷如偏航和变桨系统中的载荷对安全运行来说是至关重要的, 则还应测量这些载荷。

表 4.7-10 载荷检测项目

载 荷	说 明	注 释
叶片根部载荷	挥舞弯曲力矩、摆振弯曲力矩	单叶片必须测量 其他叶片推荐测量
风轮载荷	俯仰力矩、偏航力矩、风轮扭矩	俯仰及偏航力矩可在旋转基准构架内或在固定系统中 (如在塔架上) 测量
塔架载荷	塔底两个方向的弯曲力矩	

3.4.1.2 气象参数

载荷检测时需要测量的气象参数见表 4.7-11。

表 4.7-11 气象参数检测项目

参 数	重要程度	注 释
风 速	必需	轮毂高度处
风 切 变	推荐	
风 向	必需	轮毂高度处
空气温度	必需	影响材料特性
温度梯度	推荐	
空气密度	必需	可由空气温度和空气压力推导出来 (也可由高度参照 ISO 大气的标准导出)

3.4.1.3 风力发电机组运行物理参数

需要和可能需要测量的风力发电机组运行参数见表 4.7-12。

表 4.7-12 风力发电机组运行参数检测项目

参 数	重要程度	注 释
电功率	必需	
风轮转速	必需	
叶片桨距角	必需	仅适用于可变桨距风力发电机组
偏航位置	必需	
风轮方位角	必需	假如在风轮主轴上测量偏航和俯仰力矩
电网连接	推荐	
刹车状况	推荐	
风力发电机组状况	有效	相关参数可从风力发电机组控制板上的读数得到

3.4.1.4 载荷工况

测量载荷工况(MLC)规定了在风力发电机组载荷测试时的主要外部条件和运行条件。外部条件包括气象参数,如风速、湍流强度和空气密度;运行条件包括运行参数,如风轮转速、偏航误差、电功率和叶片桨距角。运行条件取决于风力发电机组的结构形式,并应根据每种特定情况对运行条件做出具体规定。由于外部条件具有随机特性,每次测量时都需要重复多次,以便减少统计误差。

(1) 稳态运行时的载荷工况。

1) 发电。发电期间,应该在切入到切出风速以及下述条款所描述的各湍流强度水平范围内进行载荷测量。

2) 出现故障时的发电。控制系统或保护系统的任何故障,或对风力发电机组载荷有显著影响的电气系统的任何内部故障,应认为在发电期间都可能出现。控制系统出现的故障属于正常事件,应进行分析。

3) 停机、空转。在尽可能大的风速条件下测量风力发电机组不发电时的载荷,包括静止状态和空转状态,两者取其中之一进行测量。

稳态运行时的载荷工况见表 4.7-13。

表 4.7-13 稳态运行时的载荷工况

编号	载荷测量工况	风 况	说 明
1.1	发电	$v_{in} < v_{turb} < v_{out}$	在此运行模式下,风力发电机组处于运行状态,并与电网连接
1.2	发电+出现故障	$v_{in} < v_{turb} < v_{out}$	控制或保护系统出现任何故障,均不引起风力发电机组立即关机
1.3	停机、空转	$v_{in} < v_{turb} < 0.75v_{in}$	风力发电机组停机时,风轮停转或空转

(2) 瞬态事件时的载荷工况。

1) 启动。该工况包括风力发电机组从静止或空转到发电过渡期间所产生的载荷。风力发电机组的正常启动应在风速稍低于切入风速或在切入风速条件下进行。如果风力发电机组有一个以上固定转速运行,则还应评定不同转速时的切入风速。

2) 正常关机。该工况包括风力发电机组从发电转入静止或空转的过渡期间所产生的载荷。建议在切入风速、额定功率或在切入风速条件下进行正常关机。

3) 紧急停机。要考虑由于紧急停机引起的载荷增加。建议在接近切入风速或在额定风速以上进行紧急停机。

4) 电网故障。要考虑由于电网故障引起的载荷增加。建议在额定风速以上和接近切入风速条件下进行电网掉电模拟。

5) 保护系统在超速时启动。要测量由于风力发电机组超速而启动保护系统时所产生的载荷;要考虑制动程序和启动方法的各种组合。建议在高于额定风速条件下进行该项试验。

瞬态事件时的载荷工况见表 4.7-14。

表 4.7-14 瞬态事件时的载荷工况

编号	载 荷 工 况	风 况
2.1	启动	v_{in} 和大于 $v_1 + 2m/s$
2.2	正常关机	v_{in} 、 v_1 和大于 $v_1 + 2m/s$
2.3	应急关机	v_{in} 和大于 $v_1 + 2m/s$
2.4	电网故障	v_1 和大于 $v_1 + 2m/s$
2.5	保护系统的超速启动	大于 $v_1 + 2m/s$

3.4.2 检测方法

(1) 传感器安装位置。选择传感器安装位置时应考虑下述因素:

- 1) 在单位载荷作用下能产生大的应变。
- 2) 应力和载荷之间具有线性关系,应避开载荷传入路径。
- 3) 应力均匀区不受大的应力或应变梯度影响,避免局部应力过高或集中。
- 4) 有安装传感器的空间。
- 5) 允许温度补偿。
- 6) 结构材料具有均匀特性。
- 7) 结构材料可易于固定或黏结。
- (2) 传感器标定。

1) 传感器校准系数标定。为了确定传感器的校准系数(用 N 或 $N \cdot m$ 表示的载荷与用 mV 或 V 表示的传感器输出量之间的关系),应尽可能按覆盖风力发电机组运行过程中预期的载荷范围的步长数对风力发电机组施加准静态载荷。可以利用已知的质量块施加标定载荷,也可以用固定在地面上的单位载荷对风力发电机组其他部件施加标定载荷。传感器和部件在实验室标定也是可能的。建议在初始标定之前对风力发电机组进行几次预加载,以消除可能的残余应力。在标定期间应记录施加的载荷和相应的传感器信号,以便之后进行数据处理。建议不仅要确定按设计传感器用的载荷函数关系产生的传感器输出信号,而且还要确定其他载荷的输出信号,以便考虑可能的交叉敏感影响。

如果不能实现载荷基准标定,也可以利用结构的尺寸和材料特性及应变计电桥特性(构形及 k 值)通过分析来确定传感器的灵敏度。由于这种分析方法与载荷基准标定相比,会导致更大的误差,因此对复合材料和复杂剖面结构不宜采用这种方法。

2) 测量电路标定。从传感器输出到数据采集系统的测量电路,可利用已知传感器输出信号并在数据采集系统中记录相应读数来标定。如上所述,已知传感器输出信号可通过机械加载产生,但实际上大多数产生的是电信号输出。通过下述方法可以做到这一点:用一个专用仪表(一种应变计电桥模拟器)临时代替传感器,或者用一个大的电阻器,其电阻值为应变计的 1000 倍,对电桥中的某个应变计进行短时间分流。

3) 标定检查。要对测量电路(从传感器到信号采集系统)进行定期标定检查。如果发现标定数据变化超出了可接受的误差限制,则要确定这种变化的原因。可以按照初始标定相同的方法对测量电路进行标定检查。

(3) 叶片根部弯矩测量。

1) 测量设备。测量叶片根部挥舞弯矩和摆振弯矩时要考虑雷电和环境保护,因此要将传感器装在叶片内部,而不装在外表面。应变片的安装位置应使摆振弯矩和挥舞弯矩测量之间的交叉干扰最小。对于变桨距风力发电机组也可采用上述建议,应变片的布置应使其方向平行或垂直于叶片 70% 半径处的弦线。

2) 传感器标定。标定叶根载荷传感器时,在靠近叶尖处作用一外力。另外,当叶片变距角能超过 90° 时,则可利用叶片质量作为标定载荷。对叶根的摆振弯矩和挥舞弯矩进行标定。在标定时,要利用应变计位置以外叶片部分的质量和重心,因此要准确提供沿叶片轴线方向单位长度的叶片质量分布。

3) 标定检查。标定检查时,将风轮慢慢旋转 360°, 叶

片质量将引起摆振弯矩信号变化。如果可以变距,还能测量摆振弯矩信号的变化。为了确定基准,在初始标定时也要测量这些变化值。要在低风速条件下进行这种检查。在检查摆振弯矩时,可以将风力发电机组相对风向偏转 90° 。

(4) 风轮偏航力矩和俯仰力矩测量。

1) 测量设备。测量风轮偏航力矩和俯仰力矩的设备有两种:一种是装在旋转主轴上;另一种是装在主轴固定支座上。装在旋转主轴上的装置,风轮的俯仰力矩和偏航力矩并不一定能由轴上测量的数据推导出来,尽管有正确的方位角记录。在此情况下,要将应变计置于固定系统中。装在风轮主轴固定支座的装置,可以根据测量数据推导出风轮俯仰力矩和偏航力矩。

风轮偏航力矩和俯仰力矩测量也可以通过对塔顶上的载荷测量经过换算后得到。如果将应变计安装在固定基准构架中,要特别注意其安装位置。应分析偏航系统对结构的影响并给出分析报告。

2) 传感器标定。各传感器标定时,如果测量风轮主轴上的载荷,则某个方向的弯曲载荷信号标定应与叶根摆振弯矩标定同时进行。

利用风轮质量可对其他弯曲方向的传感器进行标定。当风轮旋转一周时,要测量主轴上两个方向的弯矩信号。要安排风轮主轴第二个弯矩的标定,使得给出的载荷幅值等于已标定的弯矩。

如果测量风轮固定主轴支座或塔顶上的载荷,可通过在叶片上施加外部载荷来进行标定。

3) 标定检查。标定检查时,将风力发电机组偏转 360° ,机舱和风轮的质量与其重心的组合将使载荷信号发生变化。在初始标定时要测量这种变化,以确定以后重复检查的基准。当机舱由 0° 转到 360° 时,根据获得的正弦弯矩信号的平均值来确定零点。标定检查应在低于切入风速条件下进行。

如果在旋转主轴上结合风轮信号来测量偏航力矩和俯仰力矩,则旋转风轮会引起信号产生正弦变化。初始标定时,在风速低于切入风速条件下,通过以非常低的转速(空转)转动风轮来测定这种变化。

(5) 风轮扭矩测量。

1) 测量设备。风轮扭矩可以通过测量主轴扭矩来获取,测量时采用成对的全桥应变计,将它们粘贴在轴的上下表面。如果只用轴表面上一点电桥测量时,则由弯曲和横向载荷引起的剪力被认为是次要测量的相应扭矩。

2) 传感器标定。通过在叶片上施加载荷来标定风轮扭矩传感器。

3) 标定检查。考虑到齿轮箱与发电机系统的效率,可对照电功率信号来检查主轴扭矩。在低于切入风速条件下及风力发电机组停机时,定期地检查信号零点。

(6) 塔基弯矩测量。

1) 测量设备。对筒型塔架,要在两个相互垂直方向上测量塔基弯矩。对于用钢索固定的塔架,可以在钢索连接点上的测量来代替塔基测量。若钢索是主要结构件,则应监控每根钢索的拉力。

对于桁架式塔架,要测量其所有撑杆的应变,以得到各风向下的塔基总载荷,并评估桁架式塔架的应变谱型及测量结果。

2) 传感器标定。传感器标定时施加载荷可分别来自地面、起重装备和风力发电机组邻近点。要注意由于机舱和风轮重心偏离塔架轴线而引起的附加载荷。

3) 标定检查。标定检查时将风力发电机组偏转 360° ,机舱和风轮的质量与其重心组合会引起载荷信号变化,在初始标定时要测量这种变化,并在以后定期重复测量。根据机舱从 0° 转到 360° 时所获得的正弦弯矩信号的平均值确定零点。标定检查要在低于切入风速条件下进行。

(7) 风速和风向。

1) 测量设备。用转杯式风速表测量风速,其测量范围应大于功率曲线测量范围。风速表应能记录直至 50m/s 的风速,以便能捕获载荷测量过程中的极端风况。所使用的风速表距离常数应小于 5m ,风速表在桅杆上的安装和定位,应按照 IEC 61400—12 的要求进行。

应采用风向标测量风向,风向标的安装按 IEC 61400—12 的规定进行。

2) 传感器标定。

a. 气象桅杆风速表的标定。风速表的标定应按照 IEC 61400—12 中的要求进行。此外,要通过对比方法来评估不同标定方法之间的可比性。

b. 安装在机舱上的风速表的标定。用与气象桅杆风速表标定相同的方法,标定安装在机舱上的风速表。此外,对机舱和不受扰动风速表之间的标定关系要进行评定并形成文件。这不仅对平均风速(如 10min 平均风速)是必需的,而且对于评估潮流强度用的标准差关系也是必要的。特别需要注意的是,如果风力发电机组超期运行,就要采用不同的标定关系。

(8) 空气密度。若要确定空气密度,就必须测量空气温度和气压,测量要求应遵照 IEC 61400—12 中的有关规定。

3.4.3 检测结果

1) 数据验证。对测量的物理量及计算的载荷幅值(如由主轴弯矩测量值得到的风轮载荷)有效性应进行检查,以便消除所有的错误记录。只有文件证明有效的数据方可在以后的分析中使用。一般来说,那些不满足与传感器标定、传感器工作范围及噪声等有关判据的数据都应剔除。

如果数据是在非正常环境条件下而又不是极端条件(如下雨、结冰等)下记录的,那么应将这些数据归为特殊的一类,以便以后可能进一步分析时使用。

有关数据验证的主要问题如下:

- 1) 识别由于障碍遮蔽影响而造成的无效测量数据。
- 2) 消除在工作限制条件以外的任何测量值。
- 3) 标定检查。
- 4) 漂移。
- 5) 传感器标定系数的错误应用。
- 6) 出现的噪声。
- 7) 可比较物理量之间的不真实差别。

(2) 时间系列和载荷统计。绘制测量和计算载荷时间系列曲线有以下用途:

- 1) 信号有效性检查。
- 2) 标定。
- 3) 说明在正常条件下和瞬态事件中风力发电机组的动态受载特性。
- 4) 编制测量工作报告。

(3) 载荷谱。为了确定与寿命期运行相对应的载荷谱,需要了解风力发电机组在整个设计寿命期内的外部条件与运行条件的分布。这类数据通常可以表示成风速分布,以及预计风力发电机组在其整个寿命期内可能出现各种具体事件(启动与停机、故障、偏航效率等)数量信息的形式,这些一般称为“工作循环”。据此,可以确定每个稳态运行及瞬

态事件载荷情况在总的寿命期出现的次数或持续时间,然后导出每种载荷情况的加权因子,以将测量载荷情况、雨流矩阵中每个元素出现的次数换算成寿命期的当量值。而寿命期矩阵是以各加权的雨流矩阵相加为基础而制定的,这种程序不考虑载荷情况之间转换时引起的低周疲劳载荷。

(4) 等效载荷。等效载荷概念是给定载荷测量时间历程的疲劳载荷谱的一种简便的技术性描述。等效载荷在概念上是一个单独的载荷幅,在给定的时间历程中以给定的频率(如1Hz)出现的总循环次数施加给该载荷时,它所造成的疲劳损伤与测得的载荷谱中所有雨流计算出的各种载荷幅值造成的损伤之和是相同的。等效载荷的最大优点是对一个特定载荷在给定的时间周期内可能造成的疲劳损伤能够提供一种单独描述。因此,它允许对不同运行条件(如自然风、尾流、高湍流等)下的疲劳损伤进行直接比较,也允许对模拟的疲劳载荷和测量疲劳载荷进行直接比较。更确切地说,等效载荷是加权平均雨流幅值,采用相关材料的S-N曲线的斜率 m 作为加权指数。假设材料疲劳特性用指数公式表示,即

$$N = CS^{-m} \quad (4.7-10)$$

式中: N 为在载荷幅值 S 下疲劳破坏时的循环次数; C 和 m 为材料特性常数。

S-N曲线中的斜率 m 值与材料有关。例如,对焊接钢材为3.5,对球墨铸铁为6.8,对玻璃钢为10。

确定等效载荷还需要先选择相应的等效循环次数。等效循环次数最好应代表给定载荷类型的典型频率。例如,叶片根部摆振弯矩的等效循环次数可按与循环次数 $1p$ 相一致原则进行合理选择。风轮俯仰弯矩的等效循环次数可按与叶片通过频率相一致原则进行合理选择,也可以简单采用1Hz。用式(4.7-11)确定等效载荷,即

$$R_m = \left(\frac{\sum R_i^n n_i}{n_m} \right)^{1/m} \quad (4.7-11)$$

式中: R_m 为等效载荷; R_i 为疲劳载荷谱中的第 i 级载荷; n_i 为疲劳载荷谱的第 i 级载荷对应的循环次数; n_m 为等效循环次数; m 为相关材料S-N曲线的斜率。

并非所有材料的疲劳特性都能用S-N曲线的对数形式很好地表示,而且,等效载荷的估算并未考虑每个测量载荷循环的不同平均载荷水平,因此,等效载荷不能看做是对疲劳损伤的精确估算。

3.5 噪声检测

3.5.1 检测项目

根据IEC 61400—11:2002规定,噪声测量时除要测量气象参数、风力发电机组运行状态参数和风力发电机组电能输出参数外,还要测量噪声特性参数,如声压(声压级)、声强(声强级)、声功率(声功率级)及频率(频谱)等物理量的客观度量,另外也可对响度、音调和音色等主观度量进行测量记录。

风力发电机组噪声可分为音调噪声、低频噪声、宽带噪声和脉冲噪声四种类型。按不同声源,风力发电机组噪声又可分为机械噪声和气动噪声。

风力发电机组机械噪声是由机械部件的运动或相互作用的作用产生振动而形成的,主要来自风力发电机组机舱内的齿轮箱、传动系统、发电机、液压系统、冷却系统和偏航系统等部件。其中齿轮箱是主要的机械噪声源。机械噪声可以通过空气传播,也可以通过构件传播。通过空气传播的噪声可以在噪声声源周围采用隔声措施加以控制,但通过构件传播

的噪声一般不易控制。大型风力发电机组的齿轮箱通过构件传播的噪声大,可以通过空气传播的噪声大,其A加权声压级可达到95dB(A)以上。

风力发电机组气动噪声按噪声产生的机理又可分为低频噪声、来流湍流噪声和翼型自身噪声三种。

低频噪声是由于塔影效应、风剪切效应和尾流效应等引起来流速度的变化,使叶片与周期性来流相互作用产生压力脉动,形成周期性的、频率为叶片通过频率整数倍的高散噪声,如当下风向水平轴风力发电机组的叶片周期性通过塔架的尾流时会形成这种噪声。

来流湍流噪声是一种宽带噪声,它是由于叶片与来流湍流相互作用产生涡旋而引起的,来流湍流噪声与叶片转速、翼型剖面积和湍流强度有关。

翼型自身噪声是由翼型自身产生的,它主要是宽带噪声,也包括音调噪声。翼型自身噪声有以下几种:

(1) 尾缘噪声。它是由湍流边界层与叶片后缘相互作用形成的频率范围在750~2000Hz,是风力发电机组主要的高频噪声声源。

(2) 叶尖噪声。它是由叶片三维叶尖效应产生的,是风力发电机组主要噪声源之一。另外,叶片尖部扰流器和其他操纵面突然动作时还会引起叶尖噪声。

(3) 失速效应引起的噪声。当叶片失速时,在叶片表面产生非定常流动,使宽带噪声辐射增加。

(4) 钝尾缘噪声。它是由叶片后缘厚度引起旋涡脱落形成的噪声,是一种音调噪声,表面缺陷引起的噪声,当叶片表面有缝隙和空穴时,会产生音调噪声。

3.5.2 检测方法

(1) 参考点噪声测量。

1) A加权声压级测量。风力发电机组噪声测量时,等效连续A加权声压级采用测量参考点与风速测量同步进行的,至少要有30个测量数据系列。每次测量不少于1min,在每个整数风速±0.5m/s内至少进行三次测量。

对背景噪声也要在上述相应的风速范围内至少进行30次测量。

2) 1/3倍频带测量。在参考点风电电机噪声1/3倍频带谱测量三个谱,每次测量时在每个整数风速下测量1min。测量1/3倍频带在中心频率50~100kHz范围。

在风力发电机组停机时测量背景噪声。

3) 窄带测量。上述每个整数风速时风电电机噪声和背景噪声2min测量。

(2) 可选点噪声测量。风力发电机组噪声测量时,可在三个非参考点中选择1~2个点进行等效连续A加权声压级测量,测量时至少要有10个测量数据系列,与风速测量同步测量至少1min。

(3) 风速测量。用风速计测量风速时,测量结果要转换到10m高度和参考粗糙长度上的值。

当风力发电机组停机时,用安装在10m和轮毂之间高度上的风速计测量风速用于背景噪声测量,或采用安装在风电机组上的风速计测量风速。在噪声测量的同一周期上,取风速的算术平均值(如10min)。

(4) 风向测量。风向传感器测量风向。测量时,要保证测量位置位于机舱与风向之间的相对15°范围以内,在噪声测量的同一周期内取风向的算术平均值(10min)。

(5) 其他大气状态测量。每2h测量和记录空气温度和压力,用于数据修正。

3.5.3 检测结果

(1) 声学数据。

1) 每一测量系列每一麦克风的测量位置。

2) 在从6~10m/s每一整数风速时的LWA及背景校正标准值曲线图。曲线图坐标轴是直线型的,标以刻度1m/s相对2dB。

3) 说明风力发电机组声音与背景噪声位置的成对测量数据(不同标记)。在曲线上 L_{Aeq} 与 V_L 将是下型线,标以刻度1m/s相对2dB。

4) 从6~10m/s每一整数风速的1/3倍频程中的声压频谱曲线与表,坐标绘制1倍频程=10dB,水平用适当的星号标记。对每一整数风速, $k=6, 7, 8, 9, 10$ 。

5) ΔL_{eq} , j, k ($j=1, 2, 3, \dots, 12$), 对每一识别音调。

6) ΔL_{eq} 对于每一识别音调。

7) 音频。

8) 对于每一识别音调。

9) 典型10s能量平均频谱表示频谱线分类,对每一识别音调。

10) 每一测量系列的时间与数据。

(2) 非声学数据

1) 风速。

2) 风向。

3) 大气温度和压力。

4) 潮流。

3.6 电能品质检测

3.6.1 检测项目

根据GB/T 20320—2006(等同IEC 61400—21; 2001)规定,检测并网风力发电机组电能质量特征参数,包括风力发电机组无功功率、电压波动和闪变及谐波等,其中电压波动和闪变、谐波是测量的重点。

3.6.2 检测方法

(1) 电压波动和闪变的测量。电网中的其他波动负荷可能会在风力发电机组公共接入点引起明显的电压波动,并且风力发电机组引起的电压波动依赖于电网特性。为了能够在风力发电机组公共接入点获得不受电网条件影响的测量结果,采用一个无其他波动电压源的虚拟电网来模拟风力发电机组输出端的波动电压。

另外,由于风力发电机组在持续运行和切换操作这两种不同的运行状态下对电网的电压波动和闪变的影响不同,因此对这两种状态下的电压波动和闪变要分别进行测量。

1) 虚拟电网。图4-7-8所示为虚拟电网的单相示意图。



图 4-7-8 虚拟电网的单相示意图

虚拟电网的一相由瞬时值为 $u_0(t)$ 的一个理想单相电压源,以及一个电阻 R_{eq} 串联一个电感 L_{eq} 组成的网络阻抗来表示。风力发电机由电流源 $i_{in}(t)$ 表示,它是被测电流的瞬时值。根据式(4.7-12),这个模型给出了瞬时值为 $u_{in}(t)$ 的模拟电压,即

$$u_{in}(t) = u_0(t) + R_{eq} i_{in}(t) + L_{eq} \frac{di_{in}(t)}{dt} \quad (4.7-12)$$

理想电压源 $u_0(t)$ 可以由不同的方法产生,但要满足理想电压的两个性质:

a. 理想电压应没有任何波动,即电压的闪变为0。

b. $u_0(t)$ 必须与被测电压 $u_{in}(t)$ 基波有相同电角度 $\alpha_m(t)$, 以确保在 $u_{in}(t)$ 和 $i_{in}(t)$ 之间的相角是适当的,只要 $|u_{in}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$ 。

为了满足这些性质, $u_0(t)$ 被定义为

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} U_s \sin[\alpha_m(t)] \quad (4.7-13)$$

式中: U_s 为电网标称线电压的有效值。

被测电压基波的电角度用式(4.7-14)表示,即

$$\alpha_m(t) = 2\pi \int_0^t f(x) dx + \alpha_0 \quad (4.7-14)$$

式中: $f(t)$ 为频率(可以随时间变化); t 为时间序列的开始时刻; α_0 为在时刻 $t=0$ 的电角度。

应用式(4.7-15),选择 R_{eq} 和 L_{eq} 来得到合适的网络阻抗角 ϕ_k , 即

$$\tan(\phi_k) = \frac{2\pi f L_{eq}}{R_{eq}} = \frac{X_{Lk}}{R_{Lk}} \quad (4.7-15)$$

式中: f_k 为电网频率。

虚拟电网三相短路容量由式(4.7-16)给出,即

$$S_{s,3\phi} = \frac{U_s^2}{\sqrt{R_{Lk}^2 + X_{Lk}^2}} \quad (4.7-16)$$

为了保证所应用的闪变算法或闪变仪给出的 $P_{s,3\phi}$ 值在IEC 61000—4-15所要求的测量范围之内,必须使 $S_{s,3\phi}$ 和 S_n 有合适的比值,IEC 61400—21标准中建议使用 $S_{s,3\phi}$ 和 S_n 的比值为50。实际上所选择的 $S_{s,3\phi}$ 和 S_n 比值不会影响导出的闪变系数。

需要说明的是,IEC 61400—21标准中指出:电压瞬时值 $u_{in}(t)$ 和电流瞬时值 $i_{in}(t)$ 的采样频率应不低于800Hz;并进一步指出:测量计算表明,为了得到一致的结果,这个采样频率是必需的,更低的采样频率会降低被测电压基波的电角度 $\alpha_m(t)$ 的精度。

2) 持续运行闪变测量。在持续运行状态时,风力发电机组闪变的测量方法如图4-7-9所示。



图 4-7-9 风力发电机组持续运行状态时的闪变测量

持续运行闪变具体测量步骤如下:

a. 采集电压和电流时间序列值 $u_{in}(t)$ 和 $i_{in}(t)$, 对于从切入风速到15m/s, 每1m/s风速区间, 至少收集15个10min时间序列瞬时电压和瞬时电流值的测量值, 这里风速是10min平均值。

b. 在具有合适的短路容量 $S_{s,3\phi}$ 和4个不同的网络阻抗角 $\phi_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$ 和 85° 的虚拟电网上, 把一个被测时间序列的集合作为输入, 得到模拟波动电压时间序列值 $u_{in}(t)$ 。

c. 应用在IEC 61000—4-15中说明的闪变仪和电压闪变算法, 将每一个被模拟的瞬时电压时间序列 $u_{in}(t)$ 作为输入, 计算出闪变值 $P_{s,3\phi}$ 。

d. 对于每一个计算的闪变值 $P_{s,3\phi}$, 按式(4.7-17)确定闪变系数 $c(\phi_k)$, 原则上闪变系数与所选的短路容量 $S_{s,3\phi}$ 是无关的。

$$c(\phi_k) = P_{s,3\phi} \frac{S_{n,3\phi}}{S_{s,3\phi}} \quad (4.7-17)$$

式中: S_n 为风力发电机组额定视在功率; $S_{n,fc}$ 为虚拟电网短路容量。

e. 对每一个网络阻抗角 ψ_n , 设定 4 个不同的风速分布 6、7.5、8.5m/s 和 10m/s, 通过计算出相应于被假设的风速分布的闪变系数发生的频率, 确定对于每一个风速区间的加权系数。求加权系数的方法如下:

a) 把 10min 平均风速值认为是瑞利分布, 年平均风速值以风力发电机组轮毂高度为参考点, 则在第 i 个风速区间内的风速发生的频率 $f_{y,i}$ 应与瑞利分布一致, 即

$$f_{y,i} = \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i - 0.5}{v_a} \right)^2 \right] - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_{i+1} - 0.5}{v_a} \right)^2 \right] \quad (4.7-18)$$

式中: v_i 为第 i 个风速区间的中点; v_a 为假设的年平均风速。

b) 在第 i 个风速区间内所测得的闪变系数发生的实际频率 $f_{m,i}$ 为

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad (4.7-19)$$

式中: $N_{m,i}$ 为在第 i 个风速区间内所测得的闪变系数值的个数; N_m 为闪变系数值的全部个数。

c) 将 $f_{y,i}$ 和 $f_{m,i}$ 代入式 (4.7-20), 对在切入风速和 15m/s 之间的每一个 1m/s 风速区间, 确定加权系数, 即

$$w_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad (4.7-20)$$

d) 用加权方法计算出闪变系数的加权累积分布函数 $P_c(c < x)$

$$P_c(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{m,i} < x} w_i N_{m,i} / c < x}{\sum_{i=1}^{N_m} w_i N_{m,i}} \quad (4.7-21)$$

式中: $N_{m,i} < x$ 为在第 i 个风速区间内小于或等于 x 的闪变系数值的个数; N_m 为风速区间的全部个数。

然后对于每一个累积分布, 可以记录下闪变系数的第 99 分位点 $c(\psi_n, v_a)$ 。

3) 切换操作状态闪变测量。切换操作状态有以下 3 种类型:

- 风力发电机组在切入风速下启动。
- 风力发电机组在额定风速下启动。
- 风力发电机在最差条件下切换 (只适用于多发电机或一发电机多绕组的风力发电机组), 最差条件是指因变阶联系数 $k_t(\psi_n)$ 最高和电压变化系数 $k_v(\psi_n)$ 最高的情况。

风力发电机组因变的切换操作状态下的电压波动和因变的测量方法见图 4.7-10。

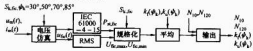


图 4.7-10 风力发电机组切换操作状态下的电压波动和因变的测量方法

- 对于每一种切换类型, 采集电压和电流时间序列值 $u_m(t)$ 和 $i_m(t)$ 。
- 在具有合适的短路容量 $S_{n,fc}$ 和 4 个不同的网络阻抗角 ψ_n 的虚拟电网上, 每一个被测时间序列的集合作为输入, 得到模拟波动电压 $u_{m,fc}(t)$ 。
- 应用 IEC 61000—4-15 标准中说明的闪变仪和电压闪

变算法, 将每一个被模拟的瞬时电压时间序列 $u_m(t)$ 作为输入, 计算出因变电压 $P_{m,fc}$; 同时 $u_m(t)$ 也作为有效值算法的输入, 求出一个周期有效值的最大值 $U_{m,max}$ 和一个周期有效值的最小值 $U_{m,min}$ 。

根据每一个因变电压 $P_{m,fc}$, 按式 (4.7-22) 计算出因变阶跃系数 $k_t(\psi_n)$, 即

$$k_t(\psi_n) = \frac{1}{130} \frac{P_{m,fc}}{S_{n,fc}} T_p^{0.31} \quad (4.7-22)$$

根据每一个电压变动 $U_{m,fc} = U_{m,max} - U_{m,min}$, 按式 (4.7-23) 计算出电压变动系数 $k_v(\psi_n)$, 即

$$k_v(\psi_n) = \sqrt{3} \frac{U_{m,max} - U_{m,min}}{U_n} \frac{S_{n,fc}}{S_n} \quad (4.7-23)$$

d. 对于每一个网络阻抗角 ψ_n , 因变阶跃系数和电压变动系数应确定为 15 个值的平均结果。

e. 对每一种切换操作的类型, 记录平均的因变阶跃系数和电压变动系数, 10min 周期内切换操作的最大数目 N_{10} 和在 120min 周期内切换操作的最大数目 N_{120} 。

(2) 谐波测量。国际标准 IEC 61400—21 规定, 采用变频器的并网风力发电机组, 在持续运行过程中输出的各次电流谐波分量, 必须测量到基波频率的 50 倍, 并且必须确定出最大谐波电流畸变。其中, 各次谐波电流分量应基于 10min 的检测给出, 并且为这 10min 内各次谐波电流分量的最大值。

谐波电流的测量方法依照国际电工标准 IEC 61000—4-7, 在风力发电机组出线端上测量谐波电流, 谐波测量仪应按照 IEC 61000—4-7 中的规定应用最高的精度等级 A, 仪器频率范围为 0~2500Hz。

采用变频器并网的风力发电机组输出的电流波形中同时含有间谐波分量, 在 IEC 61400—21; 2008 中没有涉及间谐波的测量。

(3) 稳态电压测量。风力发电机组并网运行可能会影响所接入的电网的稳态电压国际标准 IEC 61400—21 推荐用潮流分析来评估这种影响, 即证明风力发电机组并网运行不会使电压幅值超出允许的范围。

根据潮流分析的要求, 风力发电机组节点的输出功率为 P_m 、 Q_m 或 $P_{0,1}$ 、 $Q_{0,1}$ 或 $P_{0,2}$ 、 $Q_{0,2}$ 是合适的。

可以评估多台风力发电机组并网运行时, 在公共连接点处的输出功率、10min 的平均数据 (最大允许功率 P_m 和最大允许功率对应的无功功率 Q_m) 和 60s 平均数据 ($P_{0,1}$ 和 $Q_{0,1}$) 可通过简单的求和计算得到, 而 0.2s 的平均数据 ($P_{0,2}$ 和 $Q_{0,2}$) 可根据式 (4.7-24) 和式 (4.7-25) 计算, 即

$$P_{0,2} = \sum_{i=1}^{N_m} P_{m,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_m} (P_{0,2,i} - P_{m,i})^2} \quad (4.7-24)$$

$$Q_{0,2} = \sum_{i=1}^{N_m} Q_{m,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_m} (Q_{0,2,i} - Q_{m,i})^2} \quad (4.7-25)$$

式中: $P_{m,i}$ 为第 i 台风力发电机组的额定有功功率; $Q_{m,i}$ 为第 i 台风力发电机组的额定无功功率; N_m 为风力发电机组的台数。

(4) 电压波动测量。

1) 对电压波动和因变的限制。由于风力发电机组并网运行而引起的因变, 应遵守式 (4.7-26) 和式 (4.7-27) 所规定的因变限制, 即

$$P_m \leq E_{Pm} \quad (4.7-26)$$

$$P_h \leq E_{Ph} \quad (4.7-27)$$

式中: P_m 和 P_h 为由于风力发电机组并网运行引起的短期和

长期闪变: $E_{P_{\text{lim}}}$ 和 $E_{P_{\text{lim}}}$ 为对于相关公共连接点的短期和长期闪变限值。

由于风力发电机组并网运行引起的相关电压的变化必须遵守式 (4.7-28) 的限制, 即

$$d \leq \frac{\Delta U_{\text{lim}}}{U_n} \quad (4.7-28)$$

式中: d 为由于风力发电机组并网运行引起的切换操作的相关电压变动; $\frac{\Delta U_{\text{lim}}}{U_n}$ 为 $\Delta U_{\text{lim}}/U_n$ 最大允许电压变动。

在电力系统公共连接点, 由波动产生的电压变动限值与变动频度和电压等级有关。具体限值在 GB 12326—2000《电能质量 电压波动和闪变》中有详细说明。

2) 电压波动和闪变实际值的评估。

a. 持续运行。持续运行期间由于单台风力发电机组并网运行引起的第 99 分位点闪变用式 (4.7-29) 估计, 即

$$P_{\text{as}} = P_{\text{ss}} = c (\psi_k, v_k) \frac{S_{\text{sc}}}{S_k} \quad (4.7-29)$$

式中: $c (\psi_k, v_k)$ 为对于给定的公共连接点网络阻抗角 ψ_k 、给定的现场风力发电机组轮毂高度的年平均风速 v_k 的风力发电机组的闪变系数; S_k 为风力发电机组的额定视在功率; S_{sc} 为公共连接点的短路容量。

对于现场实际的 ψ_k 和 v_k 对应的风力发电机组的闪变系数, 可对测量结果得到的各种数据表, 应用线性插值求出。

假如更多的风力发电机组连在公共连接点, 总的闪变可由式 (4.7-30) 估计, 即

$$P_{\text{as}} = P_{\text{ss}} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{\text{sc}}} [c_i (\psi_k, v_k) S_{\text{sc},i}]^2} \quad (4.7-30)$$

式中: $c_i (\psi_k, v_k)$ 为单台风力发电机组的闪变系数; $S_{\text{sc},i}$ 为单台风力发电机组的额定视在功率; N_{sc} 为连接到公共连接点的风力发电机组的数目。

b. 切换操作。由于单台风力发电机组切换操作引起的闪变将用式 (4.7-31) 和式 (4.7-32) 估计, 即

$$P_{\text{as}} = 18 N_{\text{sc}}^{0.31} k_f (\psi_k) \frac{S_{\text{sc}}}{S_k} \quad (4.7-31)$$

$$P_{\text{ss}} = 8 N_{\text{sc}}^{0.31} k_f (\psi_k) \frac{S_{\text{sc}}}{S_k} \quad (4.7-32)$$

式中: $k_f (\psi_k)$ 为对于在公共连接点给定的 ψ_k 的闪变阶跃系数。

对于在现场实际 ψ_k 对应的风力发电机组的闪变阶跃系数, 可对测量结果得到的各种数据表, 应用线性插值求出。

假如更多的风力发电机组连在公共连接点, 总的闪变可由式 (4.7-33) 和式 (4.7-34) 估计, 即

$$P_{\text{as}} = \frac{18}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{\text{sc}}} N_{\text{sc},i} [k_{f,i} (\psi_k) S_{\text{sc},i}]^{3.2} \right\}^{0.31} \quad (4.7-33)$$

$$P_{\text{ss}} = \frac{8}{S_k} \left\{ \sum_{i=1}^{N_{\text{sc}}} N_{\text{sc},i} [k_{f,i} (\psi_k) S_{\text{sc},i}]^{3.2} \right\}^{0.31} \quad (4.7-34)$$

式中: $N_{\text{sc},i}$ 和 $N_{\text{sc},i}$ 分别为在 10min 和 2h 内单台风力发电机组切换操作的次数; $k_{f,i} (\psi_k)$ 为单台风力发电机组的闪变阶跃系数; $S_{\text{sc},i}$ 为单台风力发电机组的额定功率。

单台风力发电机组切换操作相关电压变动由式 (4.7-35) 估计, 即

$$d = 100 k_v (\psi_k) \frac{S_{\text{sc}}}{S_k} \quad (4.7-35)$$

式中: d 为用百分数表示的相对电压变动; $k_v (\psi_k)$ 为对于在公共连接点给定的 ψ_k 的风力发电机组电压变动闪变阶跃

系数。

对于现场实际 ψ_k 对应的风力发电机组电压变动系数, 可对测量结果得到的各种数据表, 应用线性插值求出。

假如更多的风力发电机组连在公共连接点, 它们中的 2 台在同一时间完成切换操作是不可能的。因此, 没有必要考虑评估由于安装多台风力发电机组而引起相关电压变动的问题。

c. 谐波的评价。IEC 61400—21 规定: 直接连到电力系统的带感应发电机的风力发电机组 (没有变流器)、直接连到电网的带同步发电机的风力发电机组 (没有变流器) 认为不会引起任何有意义的谐波畸变, 因此不需要对此作进一步的评估。

采用变流器并网的风力发电机组输出的电流谐波分量应该在允许的范围内, 以避免在风力发电机组公共接入点产生不可接受的谐波电压。对于采用变流器并网的风力发电机组而言, 所允许输出谐波的限值, 在 GB/T 14549—1993《电能质量 公用电网谐波》中有详细说明。

3) 测量条件。电能质量测量现场应满足下列条件:

a. 风力发电机组应通过一个标准变压器直接连接到中压电网, 该变压器额定容量至少与被测量的风力发电机组的视在功率相一致。

b. 中压电网的接入点的短路容量应至少是被测量的风力发电机组的视在功率的 50 倍, 电网的短路容量可以在测量风力发电机组之前通过计算或引用电网运行的数据获得。

c. 当风力发电机组不发电时, 含 50 次谐波的所有谐波的电网电压的总谐波畸变率, 应小于在风力发电机组出线端 10min 所测得的平均数据的 5%。电压的总谐波畸变率可以在测量风力发电机组之前经测量确定。

d. 电网频率在 0.2s 所测得的平均数据, 应在标称频率的 $\pm 1\%$ 之内; 并且电网频率的变化速率在 0.2s 所测得的平均数据, 应小于每 0.2s 标称频率的 $\pm 0.2\%$ 。如果已知电网频率很稳定并在上述要求之内, 就不必作进一步的测量。否则在测量期间, 必须测量电网频率, 并且电网频率不合要求的那些周期采样的测量数据必须丢弃。

e. 在风力发电机组出线端 10min 所测得的电压平均数据, 应在标称电压的 $\pm 5\%$ 之内。如果已知电压很稳定, 并在上述要求之内, 就不必作进一步的测量。否则在测量期间, 必须测量电压, 并且电压不合要求的那些周期采样的测量数据必须丢弃。

f. 10min 所测得的电压不平衡度的平均数据, 应小于 2%。可以依据在 IEC 61800—3 条款 B.3 中的规定确定电压不平衡度。如果已知不平衡系数在上述要求之内, 就不必作进一步的评估, 否则在测量期间, 必须测量电压不平衡系数, 并且电压不平衡系数不合要求的那些周期采样的测量数据必须丢弃。

g. 在风力发电机组出线端, 10min 周期内潮流强度应在 8% 和 10% 之间。潮流强度若在上述范围之外, 则那些周期采样的测量数据必须丢弃。

4) IEC 61400—21 中对被测电气信号的要求。

a. 三相有功功率、三相无功功率信号各 1 个, 要求截止频率为 5Hz, 相应采样周期为 0.1s, 计算给出 60s 的平均值 P_{av} 和 0.2s 的平均值 $P_{\text{av},0.2}$ 。

b. 必须测量三相瞬时相电压, 瞬时线电流中的每一相的时间序列, 即风力发电机组出口三相瞬时相电压 $u_m(t)$, 三相瞬时线电流 $i_m(t)$, 各 3 个信号, 截止频率至少在 400Hz 以上, 根据香农采样定理, 采样频率至少应为截止频

这会导致适当的等效疲劳损伤累积。但这种方法有局限性，应力或应变的最大值可能会超过材料的静强度，从而导致静态破坏或静态失效。因此，应将试验载荷值保持在适当的范围内。增加疲劳载荷和频率的另一个问题是某些材料高应力区域内部发热，这也会导致加速疲劳损伤。

(2) 加载装置。叶片疲劳试验时常用的设备有偏心旋转装置、液压振荡器等。

3.7.2.4 其他测量

(1) 固有频率、振型和阻尼测量。通常叶片重要固有的频率只限于挥舞方向的一、二阶频率和摆振方向的一阶频率，还有扭转一阶频率。对大多数叶片来说，这些频率很少会耦合。因此，可把叶片置于所要求的振动模式下，通过检测布置在叶片上的应变计、位移传感器或加速计等的振动模态响应信号来逐个地测量这些频率和振型。

通过测量叶片挥舞和摆振方向未扰动振荡的对数衰减量确定叶片的结构阻尼。振幅必须足够小，以排除气动阻尼的影响，注意阻尼通常与温度关系密切。

(2) 刚度分布测量。在给定载荷方向下，叶片的弯曲刚度可由载荷与应变或挠度测量值的比值定义。叶片的扭转刚度可以表示为旋转角随扭矩增大的函数。

(3) 应变分布测量。一般来说，采用置于叶片测试区域上的应变计来测量叶片应力分布。应变计的典型位置为几何形状突变或应变水平预计较高的临界区域。测量的数量取决于试验的叶片（如叶片的大小、复杂程度、需要测量的区域）。

(4) 质量分布测量。粗略的质量分布可以通过测量叶片总质量和重心后换算得到。必要时，可把叶片截成小段后测量每段的质量来获取其质量分布。

(5) 蠕变测量。对使用蠕变敏感材料的叶片，有必要通过试验确定叶片的蠕变和恢复特性。这些试验是通过叶片进行长时间（几小时或几天）静加载进行的。

3.7.3 检测结果

叶片特性测量结果要给出的数据有：风轮扫掠面积、切入风速、额定风速、切出风速、安全风速、额定功率、翼型、叶片长度、最大弦长、叶片面积、叶片扭角、叶片重量、重心位置、每套叶片重量差、一阶挥舞固有频率、一阶摆振固有频率、设计寿命、叶尖制动器、长度、重量、每套叶尖重量差、装配尺寸、节圆（螺栓分布圆）直径、螺栓数、螺栓尺寸、运行温度范围。

参 考 文 献

- [1] 杜祥琬等. 中国可再生能源发展战略研究丛书(综合卷). 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [2] 李俊峰等. 风力 12 在中国. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [3] 王仲颖等. 中国可再生能源产业发展报告 2007. 北京: 化学工业出版社, 2007.
- [4] D. 勒古里雷斯著, 熊鹏飞译. 风力机的理论与设计. 北京: 机械工业出版社, 1987.
- [5] 伍荣生, 王元. 现代天气学原理. 北京: 高等教育出版社, 1999.
- [6] David A S. wind turbine technology. ASME Press, New York, 1994.
- [7] Manwell J F, McGowan J G, Rogers A L. Wind energy explained. John Wiley & Sons, LT-Dv, 2002.
- [8] Molly J P. Wind energy-theory, application, measuring. Second edition, verlag C. F. Muller, Karlsruhe 1990.
- [9] ESOU. Characteristics of atmospheric turbulence near the ground, part 3: Variations in space and time for strong winds(neutral atmosphere). ESOU 75001, Engineering Sciences Data Unit, U. K.
- [10] Frost W, Lof B H, Turner R E. Engineering handbook on the atmospheric environmental guidelines for use in wind turbine generator development, NA-SATP-1359.
- [11] Simiu E, Scanlan R H. Wind effects on structures. Third edition, John Wiley & Sons, New York, 1996.
- [12] Davenport A G. The spectrum of horizontal gustiness near the ground in high winds. J. Royal Meteorol. soc, 1961, 87: 194~211.
- [13] Harris R L. The nature of wind. In the modern design of wind sensitive structures, Construction Industry Research and Information Association, London, U. K. 1971.
- [14] Kaimal J C. Spectral characteristics of surface-layer turbulence. J. Royal Meteorol. Soc. 1972, 98: 563~589.
- [15] Von Karman T. Progress in the statistical theory of turbulence. Proc. Nat. Acad. Sci. Washington D. C. 1948, 530~539.
- [16] Lunley J L, Panofsky H A. The structure of atmospheric turbulence. Wiley, New York, 1964.
- [17] Peil U, Telljohang G. A wind turbulence model based on long-term measurement. Wind Engineering into the 21st Century, Balkema, Rotterdam, 1999: 147~153.
- [18] Scruton C. An introduction to wind effects on structures-engineering design guides ISBN 0-19-859178-0, 1981.
- [19] Harris R L. Some further thoughts on the spectrum of gustiness in strong winds. J. of wind Eng and Aerodyn. 1990, 33: 461~477.
- [20] Mayne J R. The estimation of extreme winds. J. of Industrial Aerodynamics, 1979, 5: 109~137.
- [21] Harry L W, James V R, Montie M O. A siting handbook for small wind energy conversion systems. PNL-2521 Rev 1, 1980.
- [22] Kuhn M J. Dynamics and design optimization of off-shore wind energy conversion systems. ISBN90-76468-07-9, 2001.
- [23] 朱瑞兆, 祝昌汉, 薛桁. 中国太阳能、风能资源及其利用. 北京: 气象出版社, 1998.
- [24] 薛桁, 朱瑞兆, 杨振斌, 袁春江. 中国风能资源储量估算. 太阳能学报, 2001, 22(2).
- [25] 贺德馨等. 中国可再生能源发展战略研究丛书(风能卷). 北京: 中国电力出版社, 2008.
- [26] 宫靖远, 贺德馨, 孙如林, 吴运东. 风电场工程技术手册. 机械工业出版社, 2004.
- [27] DNV/Risoe. Guidelines For Design of Wind Turbines. Second edition, ISBN 87-550-2870-5, 2002.
- [28] Tony Burton 等, 武鑫译. 风能技术. 北京: 科学出版社, 2007.
- [29] 王承熙, 张源等. 风力发电. 北京: 中国电力出版社, 2003.
- [30] 廖明夫, Gasch R, Twele J. 风力发电技术. 西安: 西北工业大学出版社, 2009.
- [31] Erick H. Wind turbines-fundamentals, technologies, application and economics. Springer, Yew York, 2000.
- [32] Timmer W A, Rooij V. Some aspects of high angle-of-attack flow on air foils for wind turbine application. European Wind Energy Conference and Exhibition, Copenhagen, Denmark, 2001.
- [33] Gaulf D E. A correlation of low-speed airfoil-section stalling characteristics with Reynolds number and air foil geometry. NACA TN 3963, 1957.
- [34] Wilson R E, Lissaman P B S, Walker S N. Aerodynamic performance of wind turbine. Oregon State University, 1976.
- [35] Eggleston D M, Stoddard F S. Wind turbine engineering design. Van Nostrand Reinhold Co. Inc., New York, 1987.
- [36] 乔志德. 翼型的选择与设计, 飞机气动布局设计. 北京: 航空工业出版社, 1997.
- [37] 贺德馨等. 风工程与工业空气动力学. 北京: 国防工业出版社, 2006.
- [38] 宋宪耕, 宴秀荣, 艾兴, 何祖斌. 水平轴风轮空气动力性能的分析计算. 空气动力学学报, 1996, 14(1): 92~97.
- [39] He Dexin, Thor S E. The execution of wind energy projects 1986-1962 between CARDIC and FFA. FFA TN 1993-19.
- [40] 杜朝辉. 水平轴风力涡轮设计与性能预估方法的三维失速延迟模型, (一)理论基础. 太阳能学报, 1999, 20(4).
- [41] 杜朝辉. 水平轴风力涡轮设计与性能预估方法的三维失速延迟模型, (二)模型建立与应用. 太阳能学报, 1999, 20(4).
- [42] Warmbrodt W, Friedmann P P. Coupled rotor/fouler

- aeroelastic analysis of large horizontal axis wind turbines. AIAA Journal, 1980, 18(9): 1118~1124.
- [43] 王介龙, 陈彦, 薛克宗. 风力发电机耦合转子/机舱/塔架的气弹响应. 清华大学学报自然科学版, 2002, 42(2): 211~215.
- [44] 虞心田, 崔尔杰. 分析水平轴风力机叶片气弹稳定性的简单方法. 太阳能学报, 1990, 11(1).
- [45] 李本立, 宋宪群, 贺德馨, 安玉华. 风力机结构动力学. 北京: 航空航天大学出版社, 1999.
- [46] Friedmann P P. Aeroelasticity stability and response analysis of large horizontal axis wind turbine. Journal of industrial Aerodynamics, 1980, 5: 373~401.
- [47] 赵荣森. 先进复合材料手册. 北京: 机械工业出版社, 2003.
- [48] 叶杭治. 风力发电机组的控制技术. 2版. 北京: 机械工业出版社, 2005.
- [49] 李建林, 许洪华等. 风力发电中的电力电子变流技术. 北京: 机械工业出版社, 2008.
- [50] 陆虎瑜, 马胜红, 都志杰, Baring-Gould 等. 光伏、风力及互补发电村落系统. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [51] 都志杰等. 可再生能源离网独立发电技术与应用. 北京: 化学工业出版社, 2009.
- [52] 毛荷馨, 侯俊娜, 苑效微. 我国风能互补联合发电系统研究. 风力发电, 1993(3), 4-7.
- [53] Mukund R. Patel. Wind and Solar Power Systems Design, Analysis, and Operation. Second Edition, Taylor & Francis Group, 2005.
- [54] 朱松然. 蓄电池手册[M]. 天津: 天津大学出版社, 2002.
- [55] 戴慧珠, 王伟胜, 迟永宁. 风电场接入电力系统研究的新进展. 电网技术, 2007, 31(20)16-23.
- [56] 《中国电力百科全书》编辑委员会. 中国电力百科全书: 电力系统卷. 北京: 中国电力出版社, 1995.
- [57] Carsen W. Taylor 著, 王伟胜译. 电力系统电压稳定. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [58] Gasch R, Tvele J. Wind Power Plants-Fundamentals, Design, Construction and Operation. Berlin, Solarpraxis, 2002.
- [59] Hiester T R, Pennell W T. The siting handbook for large wind energy systems. Wind Books, New York, 1981.
- [60] IEC. System for conformity testing and certification of wind turbines-Rules and procedures. IEC WT 01, IEC technical committee 88, 2001.
- [61] Germanischer Lloyd; GL Rules and Regulations IV Non-Marine Technology Part-Wind energy, Regulations for the certification of wind energy conversion systems, 1999.
- [62] 中国船级社. 风力发电机组规范. 北京: 人民交通出版社, 2003.



第 5 篇 生物质能发电

主编单位：中国科学院广州分院

中国科学院广州能源研究所

华南理工大学

主 编：陈 勇 吴创之 赵黛青 马隆龙 马晓茜

编写人员：陈 勇（中国科学院广州分院）

www. 吴创之 赵黛青 马隆龙 李海滨 袁振宏

阴秀丽 阎常峰 周肇秋 李 莉 唐 兰

林 琳（中国科学院广州能源研究所）

马晓茜（华南理工大学）

第1章 综 述

1 生物质能源在我国中的地位

1.1 国外生物质能发展趋势

生物质是由植物的光合作用固定于地球上的太阳能，每年经光合作用产生的生物质约 1700 亿 t，其能量约相当于世界主要燃料消耗的 10 倍。据美国能源部 1999 年组织法国、荷兰、德国、奥地利和马来西亚等多国科学家对部分能源植物进行的研究表明，到 2050 年，全球液体燃料油的 80% 将来自木本植物、草本栽培油料和藻类等生物质能源。然而，目前作为能源利用的生物质量还不到其总量的 1%，那些未加以利用的生物质，为完成自然界的碳循环，其绝大部分由自然降解将能量和碳质释放，回到自然界中。在可能替代化石燃料的能源中，生物质以其可再生、产量巨大、可储存、碳循环等优点而引人注目。

20 世纪 90 年代以来,生物质能的开发利用,在许多国家得到高度重视,联合国开发计划署 (UNDP)、世界能源委员会 (WEC) 和美国能源部 (DOE) 都把生物质能当作发展可再生能源的首选。目前,生物质能约占世界一次能源消费的 12%,在发达国家占 3%,而在发展中国家则占 33%,是最主要的可再生能源 (包括传统方式利用的生物质能),有可能成为未来可持续发展能源系统的主要能源。1998 年,全球生物质能消费量达 16.6 亿 t。发达国家和发展中国家利用生物质能的数量和技术差别很大。发达国家以商业化利用为主,利用技术主要是生物质能发电,其次为生物质液体燃料等,如瑞典、奥地利约 15% 的电力来自于生物质能发电,巴西大部分的热体燃料是生物酒精。发展中国家直接燃烧的生物质主要是薪柴和木炭,用于取暖和烧炕,如目前美国家庭烧柴的壁炉每年消耗木柴 4000 多万 t,而发展中国家消耗的生物质能,几乎全部用于炊事和采暖燃料,传统窑炉的热效率很低,一般仅 15% 左右。

生物质能资源分布广泛,且可再生,可以利用多种技术把它转化为现代能源,而不会增加大气中 CO_2 的积累。所以,生物质能源的开发利用早已引起世界各国政府和科学的关注,许多国家都在积极开发生物质能源,根据各自的自然条件和政策导向,制订 and 实施了相应的开发研究计划,如日本的阳光计划、印度的绿色能源工程、美国的能源农场和巴西的酒精能源等。其他诸如丹麦、荷兰、德国、法国、加拿大、芬兰等国家,多年来一直在进行各自的研究与开发,并取得了显著的进展。我国政府及有关部门对生物质能源利用极为重视,开展了如户用沼气池、节柴炕灶、薪炭林、大中型沼气工程、生物质压块成型、气化与气化发电、生物质液体燃料等各类生物质能源利用技术的研究与开发,从而为生物质能源的发展奠定了坚实的基础。

目前,全球生物质能发电已超过 5000 万 kW,生物质液体燃料年产量 2000 万 t。图 5.1-1 所示为 UNDP 关于世界未来能源构成的一种情景描述。在很长一段时间内,生物质能在可再生能源中将一直占主导地位,并且生物质能在可再生能源中的比重将逐步增加。例如:

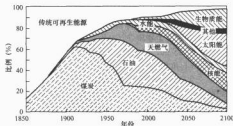


图 5.1-1 UNDP 关于世界未来能源构成的描述
(传统可再生能源主要为发展中国家的生物质能)

(1) 目前, 欧洲生物质能源消耗量约占总能源消耗量的 2%, 预计 15 年后将达到 15%。欧盟能源发展绿皮书指出, 到 2020 年生物质燃料将代替 20% 的化石燃料; 北欧各国由于有利的地理位置, 生物质原料充足, 再加上长期以来对生物质能的政策扶持, 生物质能利用比例相当高。北欧国家提出, 到 2030 年将以生物质能替代目前 50% 的能源。

(2) 美国有关生物质能技术咨询委员会指出, 2020 年, 美国生物质燃料将代替 20% 的化石燃料, 生物质发电量将占总发电量的 5%。生物质发电项目的目标是从 2002 年的 3000MW 增长到 2010 年的 10 000MW, 2020 年将是 2000 年的 10 倍。

(3) 奥地利、瑞典、荷兰 1999 年的生物质能源消耗量占一次能源总消耗量的比例分别为 12%、18%、23%；2001 年，芬兰的这一比例为 25.7%，生物质能发电占一次能源电力的 17.4%。

(4) 1997 年, 日本《可再生能源促进法》正式生效, 目标是到 2010 年, 可再生能源在总能源消耗中的比例由 1996 年的 1.1% 上升到 3.1%, 生物质能在新能源中的比重占 70% 以上。

1.2 生物质能对我国的重要性

我国拥有丰富的生物质能资源。据专家预测,目前在可开发的生物质能资源中,农作物秸秆除去40%被用作饲料、肥料和工业原料外,尚有60%可用于能源利用,约合2.1亿t标准煤;薪柴主要作为燃料,但有40%的森林剩余物未加利用,约合0.3亿t标准煤;禽畜粪便除少部分作为肥料外,大部分成为农村的主要污染源,约合0.6亿t标准煤;工业有机废渣尚有80%,即0.7亿t标准煤的资源可以利用;至于生活有机垃圾,特别是在农村、小城镇,至少从中获得0.8亿t标准煤的资源量。所以,我国现有可供开发的生物质能资源至少可达到4.5亿t标准煤。

在今后几十年内,我国生物质能可开发资源量将大幅增加,生物质能源将在我国能源结构中占有重要的地位,在实现我国可持续发展战略中发挥重要作用,原因包括以下几个方面。

(1) 生物质资源量非常巨大, 发展潜力很大。到 2050 年, 全世界利用农、林、工业残余物以及种植和利用能源作

物等生物质能源的价格将相当于或低于化石燃料的价格。所以,生物质能有可能提供世界60%的电力和40%的燃料,从而使全球CO₂排放量减少54亿t碳(目前全球化石燃料每年CO₂排放约60亿t碳)。

我国国土面积广阔,除现有的耕地、林地和草地用于传统农业外,尚有近1亿hm²宜农宜林荒山荒地可用于发展能源农业和能源林业。所以,在未来30年,我国潜在的生物质资源量非常巨大。主要来自能源农业和能源林业的形成和发展,可开发生物质资源量至少可达到15亿t标准煤,其中30%来自传统生物质,70%由能源农业提供。例如,如果建设2000万hm²能源林,每年可产生10亿t生物质,相当于5亿t标准煤。此外,与西部大开发、沙漠治理、退耕还林、三北防护林建设结合起来,至少可再发展2000万hm²的能源林,每年可产生1亿t生物质,相当于2亿t标准煤。在能源农业方面,主要发展能源用途的甘蔗、甜高粱、木薯、芒草等高能品种。通过转基因的方法可以获得光合效率很高的能源作物品种,如能源甘蔗,每公顷产量可达到55t,甜高粱每公顷可产10t籽粒和100t茎秆。如果发展2000万hm²生物质资源量可达到6亿t,合3亿t标准煤。所以,在未来30年,至少可发展20亿t的生物质资源,合10亿t标准煤。如图5.1-2所示,预测在未来几十年内,包括生物质能在内的可再生能源的需求将呈强劲的增长趋势。而从图5.1-3可以看出,我国2000年开发生物质资源量约为700万t标准煤,从而有巨大的发展空间和潜力。

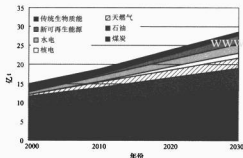


图 5.1-2 到 2030 年中国能源需求情况

(2) 生物质能源的开发利用可为缓解我国石油的供需矛盾、保证能源供应安全作出贡献。我国生物质资源分布广泛,有利于建立分散式能源基础;同时,有些生物质资源还可直接或间接地转换为液体燃料,如生物油、生物质液体燃料和氢等。2004年,我国原油净进口量达到1亿t,到2020年,石油净进口量将突破2亿t,对我国能源供应安全造成很大的负面影响。如果大力发展生物质能产业,使2020年的生物质资源总量达到7.5亿t标准煤,并将其中的50%用于生产液体燃料,将提供1亿t左右的液体燃料,为保证我国能源供应安全作出巨大贡献。

(3) 生物质可广泛用于生产分布式电力,以保障国家电网电力供应安全。我国在电力供应方面还存在较大的缺口,因地制宜地利用当地生物质能源,建立分散、独立的离网或并网电站拥有广阔的市场前景。如果当前农林废弃物产量

的40%用作电站燃料,则可发电3000亿kWh,占我国目前总耗电量的10%左右。

(4) 生物质能属于清洁能源,有助于国家的环境建设和CO₂减排。生物质中有害物质(硫和灰分等)的含量仅为中质烟煤的1/10左右。同时,生物质二氧化碳的排放和吸收构成自然碳循环,其能源利用可实现二氧化碳零排放,扩大生物质能利用是减排CO₂的最重要途径。实践也证明,生物质能源对减少CO₂排放的作用十分明显。所以,生物质能源是一种高度清洁的能源,是减少温室气体排放,防止全球环境恶化的一种科学选择。

(5) 采用不同的生物质能转化技术,如厌氧发酵、固化、液化、碳化、气化和发电等,可将各类生物质转化为各种高品质、低污染的优质能源,且热效率高达35%~40%,既满足我国紧迫的能源需求,又节约资源,改善居住环境,提高人民生活水平。生物质的能源利用可从根本上解决我国农村普遍存在而又始终无法根治的“秸秆问题”。近年来,随着农村经济的发展和农民生活水平的提高,大量农作物秸秆被遗弃在田间地头,就地焚烧,烟气污染十分严重,对交通安全构成严重威胁。生物质能转化技术将农林废弃物转化为优质能源,形成产业化利用,从而可大量消纳秸秆废弃物,达到消除秸秆危害的目的。

(6) 生物质能源的利用可带来一系列生态、社会和经济效益。能源农业和能源林业的大规模发展将有效地绿化荒山荒地,减轻土壤侵蚀和水土流失,治理沙漠,保护生物多样性,促进生态的良性循环和现代种植业的发展,成为农村新的经济增长点,同时增加农村就业机会,改善生活环境,提高农村居民收入,振兴农村经济。

总之,开发生物质能源的国家战略功能体现在多方面、多层次,包括能源安全、生态环境、农村经济、社会生活等。因此,政府有关决策部门有必要紧密地配合,加大对生物质能源发展的支持力度,选择有应用前景和市场潜力的生物质能利用技术,组织国内科研单位和厂商开展科技攻关,进行广泛的区域或国际科技合作,共同进行研究、试验、示范和推广,为未来生物质能源产业的形成和发展提供技术支持。这对于我国开发和利用生物质能源,缓解我国21世纪的能源、环境和生态问题具有重要意义。

2 生物质发电的意义

2.1 较少污染和温室气体排放

与化石类燃料相比,生物质发电对环境污染小。生物质的含硫量比煤少,煤的含硫量一般为0.5%~1.5%,而生物质的含硫量一般少于0.2%,硫在燃烧过程中产生的二氧化硫是酸雨形成的主要原因,因此生物质发电可以有效缓解酸雨问题。生物质的灰分含量低于煤;含氮量通常比煤少,因此生物质发电产生的氮氧化物和烟尘比燃煤发电少。燃用生物质产生的二氧化碳又可被等量生长的植物光合作用所吸收,实现二氧化碳零排放,从而降低“温室效应”。

2.2 发展接近终端用户的分布式电力系统

相对于煤、石油、天然气等化石类燃料,生物质资源是分散的。生物质资源的分散性决定了生物质利用的分散性。正是根据生物质资源的这一特点,可以在生物质资源相对集中的地域,根据资源量选择适当的生物质发电技术类型,建立相应规模的生物质发电厂(站),所生产的电力可



图 5.1-3 2000 年中国生物质能资源开发量 (百万 t 标准煤)

以直接供给附近的用电单位,也可以并入电网。这种分布式电力系统技术适宜、投资小,而且接近终端用户,可以不受电网影响,直接供电,运行方便可靠。例如,随着我国集约化生产水平的提高,在大米加工厂和人造板厂,稻壳和木屑等废料相当集中,作为废弃物抛弃会引起环保问题,而把这些废弃物用来气化发电可以基本满足工厂用电需要,节省大量电力。这使生物质发电技术有可能成为这些企业今后的配套设备之一。同时,广泛建立分散、独立的离网或并网生物质分布式电站能够减少我国在电力供应方面的缺口,从而拥有广阔的市场前景。

2.3 发展农业生产和农村经济

我国基本上是一个农业国家,农村人口占总人口的70%以上,生物质是农村的主要能源之一,在国家能源构成中占有重要地位。随着农村生活水平的提高和工业化步伐的加快,农村对电力、燃气的需求将明显增加。但由于大电网建设的投资成本和覆盖问题,对广大农村和偏远地区来说,大电网不能完全满足需要,或大电网的综合供电成本较高;而生物质发电则可以在局部地区满足分散独立用户的需要,且对于农村和大部分偏远山区来说,生物质原料是稳定和方便的。这样,农村和山区对生物质发电的需求将增加。

作为国家能源战略多元化发展部署的一种新型的不可替代的方式,随着《可再生能源法》的实施,生物质能电力的市场需求将会大幅度增加。预计到2020年,我国新的可再生能源利用量(不含传统生物质)可达3亿t标准煤,约占一次能源供应的10%;可再生能源发电的装机容量将达到1.2亿kW,其中生物质发电装机容量将达到2000~3000万kW。除了利用农村现有的生物质资源外,还可以发展快速成长的高能经济林业,推动农村经济发展。

3 生物质发电的技术现状

生物质发电技术在世界各国已受到广泛重视。目前已经应用的生物质发电技术包括直接燃烧发电、混合燃烧发电、气化发电及沼气发电等形式。

3.1 生物质直接燃烧发电

直接燃烧发电是指把生物质原料送入适合生物质燃烧的特定蒸汽锅炉中,生产蒸汽,驱动蒸汽轮机,从而带动发电机发电。欧美等国的生物质直接燃烧发电技术成熟,生物质废弃物发电利用率高。由丹麦研发的秸秆燃烧发电技术的广泛应用可见,直接燃烧发电在生物质发电技术中占有重要地位。

1973年以前,丹麦曾一直将进口石油作为唯一能源,此后的世界石油危机促使其积极开展生物质能等可再生能源。丹麦BWE公司率先研发秸秆燃烧发电技术,并于1988年诞生了世界上第一座秸秆燃烧发电厂,迄今在这一领域仍是世界最高水平的保持者。目前,丹麦已建立了130家秸秆发电厂,还有一部分烧木屑或垃圾的发电厂也能兼烧秸秆,秸秆发电等可再生能源占了丹麦全国能源消费量的24%以上,石油年消费量比1973年下降了50%。

丹麦的秸秆燃烧发电技术现已走向世界,并被联合国列为重点推广项目。瑞典、芬兰、西班牙等多个欧洲国家由BWE公司提供技术设备建成了秸秆发电厂,其中位于英国坎贝斯生物质能发电厂是目前世界上最大的秸秆发电厂,装机容量达3.8万kW,总投资约5亿丹麦克朗。

城市生活垃圾(MSW)燃烧发电是生物质直接燃烧发电

的另外一种主要形式。最先利用生活垃圾发电的是德国和美国。自20世纪70年代以来,垃圾焚烧技术在发达国家得到较快发展,目前以欧美、日本等发达国家最具代表性。主要焚烧炉型有机械炉排炉、流化床炉、回转窑炉、模組式炉,其中机械炉排焚烧炉是目前大型生活垃圾焚烧炉的主流设备,但流化床焚烧炉具有较好的潜在应用特性。美国垃圾焚烧发电约占总垃圾处理量的40%,现已建立了几百座垃圾发电厂,在底特律市有日处理垃圾4000t的垃圾发电厂;日本城市垃圾焚烧发电技术发展更快,垃圾焚烧处理的比例在20世纪90年代中期达到了75%;欧洲许多国家的焚烧比例也都接近或超过了填埋比例。

3.2 生物质混合燃烧发电

混合燃烧发电是指以生物质燃料部分替代常规电厂中燃烧的化石燃料,使生物质与煤等化石燃料混合燃烧进行发电,其主要有两种方式:一种是将生物质原料直接送入燃煤锅炉,与煤共同燃烧,生产蒸汽,带动蒸汽轮机发电;另一种是先将生物质原料在气化炉中气化生成可燃气体,再通入燃煤锅炉,可燃气体与煤共同燃烧生产蒸汽,带动蒸汽轮机发电。无论哪种方式,生物质原料预处理技术都非常关键,要将生物质原料处理达到燃煤锅炉或气化炉的要求。

由于生物质的能量密度低、体积大,运输过程增加了CO₂的排放,因此不宜大型生物质发电厂。而分散的小型电站,投资、人工费用高,效率低,经济效益差。所以在大型燃煤电厂,将生物质与矿物燃料联合燃烧成为新的概念。它不仅为生物质和矿物燃料的优化混合提供了机会,同时许多现存设备不需太大的改动,从而使整个投资费用降低。更积极的影响是:大型电厂的可调性大,能适应不同混合燃烧,使混燃装置能适应当地生物质的特点。

大多数燃煤电厂燃烧煤,生物质必须经过预处理,因为磨煤机不适合粉碎树皮、森林残余物或木块等生物质。生物质与煤炭的混合燃烧具有很大的潜力。这项技术十分简单,并且可以迅速减少CO₂的排放量。这一技术在斯堪的纳维亚半岛和北美地区使用相当普遍。在美国,有300多家发电厂采用生物质能与煤炭混燃技术,装机容量达6000MW,还有更多的发电厂将可能采用这一技术。奥地利最大的电力供应商VERBUND对以下四种方式进行了研究:

- (1) 生物质在一个独立系统中燃烧,产生的热用于现有电厂的锅炉。
- (2) 生物质在组装于燃煤锅炉炉膛中的炉排上燃烧。
- (3) 用专用粉碎机粉碎生物质,在燃煤锅炉中与粉煤一起燃烧。
- (4) 生物质在气化炉中气化,燃气作为锅炉燃料。

有关研究结果表明,(2)和(4)具有较强的实用性。在传统火电站中进行混合燃烧,遵从生物质发电的工艺流程,既不需要气体净化设备,也不需要小型发电系统,可从大型传统电站中直接获利。

3.3 生物质气化发电

气化发电是指在气化炉中将生物质原料气化,生成可燃气体,再经过净化,供给内燃机或小型燃气轮机,从而带动发电机发电。热解气化发电的关键技术包括原料预处理技术、高效热解气化技术、合适的内燃机和燃气轮机。其中,气化炉要求适合不同种类的生物质原料;而内燃机一般是用柴油机会天然气机改造后达到燃烧生物质燃气的要求;燃气轮机要求容量小,适合于低热值的生物质燃气。

小型生物质气化发电系统一般指采用固定气化设备,发电规模在200kW以下的气化发电系统,主要集中在发展中国家,特别是非洲、印度、中国和东南亚国家。美国、欧洲等发达国家虽然小型生物质气化发电技术非常成熟,但由于发达国家生物质能源相对较贵,而常规能源供应系统比较完善,因此对劳动强度大、使用不方便的小型生物质气化发电技术的应用非常少。

中型生物质气化发电系统一般指采用流化床气化工艺,发电规模在400~3000kW的气化发电系统。该系统在发达国家应用较早,技术较成熟,但由于设备造价很高,发电成本居高不下,因此在发达国家应用较少。

与大型生物质气化发电系统相比,常规能源系统规模非常小,所以大型生物质气化发电系统只是相对的。考虑到生物质资源分散的特点,一般把大于3000kW,且采用了联合循环发电方式(IGCC)的气化发电系统归入大型的行列。在国际上,大型生物质气化发电系统的技术远未成熟,主要的应用仍停留在示范和研究阶段。生物质IGCC作为先进的生物质气化发电技术,能耗比常规系统低,总体效率高于40%,从1990年起引起了世界的广泛关注。目前,国际上有很多发达国家开展这方面研究,如美国 Battelle (63MW) 和夏威夷(6MW)项目,欧洲英国(8MW)和芬兰(6MW)的示范工程等,但由于经济性较差,以意大利12MW的IGCC示范项目为例,建设成本高达25000元/kW,发电成本约1.2元/kWh,目前仍未真正进入市场,有待进一步探索研究。瑞典的Varnamo生物质示范电站是欧洲发达国家一个生物质IGCC发电示范项目,它的主要目的是建设一个完善的生物质IGCC示范系统,研究生物质IGCC的各部分关键过程。所以该生物质发电站更适合于生物质气化发电的研发活动,而不是完全的商业化运行,其投资和运行成本都非常高。该项目采用了目前欧洲在生物质气化发电技术研究的所有最新成果,包括采用高压循环流化床气化技术(18MW)、高温过滤技术、燃气轮机技术(4.2MW)和余热蒸汽发电系统。

3.4 生物质沼气发电

沼气发电是指利用厌氧发酵技术,将屠宰厂或工业有机废水以及养殖场的畜禽粪便进行发酵,生产沼气(CH_4),供给内燃机或燃气轮机,从而带动发电机发电,同时也可供给蒸汽锅炉,生产蒸汽,带动蒸汽轮机发电。沼气发电的关键技术主要是高效厌氧发酵技术、沼气内燃机技术和沼气燃气轮机技术。

发达国家主要发展厌氧技术,处理畜禽粪便和高浓度有机废水。目前,日本、丹麦、荷兰、德国、法国、美国等发达国家均普遍采取厌氧法处理畜禽粪便。印度、菲律宾、泰国等发展中国家也建设了大中型沼气工程处理畜禽粪便的应用示范工程。

美国、英国、意大利等发达国家将沼气发电技术主要用于垃圾填埋场的沼气处理工艺中。用于沼气发电的内燃机主要使用奥托(Otto)发动机和迪赛尔(Diesel)发动机,其单位质量的功率约为27kW/t。燃气发动机和蒸汽发动机均有使用,燃气发动机的优点是单位质量的功率大,一般为70~140kW/t;蒸汽发动机一般为10kW/t。目前,美国在沼气发电领域有许多成熟的技术和工程,处于世界领先水平。20世纪末已有61个垃圾填埋场使用内燃机发电,加上使用汽轮机发电的装机,总容量已达340MW。美国纽约斯塔姆拉垃圾处理站投资2000万美元,采用湿法处理垃圾,日

产26万 m^3 沼气,用于发电、回收肥料,效益可观,预计10年可收回全部投资。另外,在奶牛场,农民积极利用牛粪沼气发电。目前加利福尼亚州(加州)的十几个奶牛场正在兴建沼气发电装置。欧洲用于沼气发电的内燃机,较大的单机容量在0.4~2MW,填埋沼气的发电效率约为1.68~2.6kWh/ m^3 。美国垃圾沼气的开发利用仅次于美国,其垃圾沼气发电技术的开发和示范比较成功,发电成本大幅度下降。20世纪末,美国以垃圾为原料实现沼气发电18MW,此后10年内还将投资1.5亿英镑,建造更多的垃圾沼气发电厂。

3.5 生物质气化燃料电池一体化发电

生物质气化燃料电池一体化发电系统是一种新型的生物质发电技术,目前正处在研究之中,其主要目标是开发出适于分布式使用的独立生物质发电系统。该技术具有高效、超低污染排放和接近 CO_2 零排放的特点,尤其对于分散电力,可以达到低容量下的高效应用,具有比常规发电技术更高的效率和环境优势,近几年来吸引了国外一些研究机构的兴趣。然而,将生物质气化系统和燃料电池结合也存在一些问题,虽然这种新型的一体化系统已提出多年,但目前大多局限于系统模拟和实验室研究,还没有商业化运行的装置。例如,欧盟的几所大学、研究所和企业联合攻关,于2001年启动了生物质气化和燃料电池一体化系统研究项目。2003年计划开发建设一个用生物质裂解油产生氢能,用于熔融碳酸盐燃料电池(MCFC)发电的系统,其气化炉规模为500kW。日本电力工业部、荷兰Delft大学的学者模拟了生物质熔融碳酸盐燃料电池一体化系统,并将其同可靠的生物质气化燃气轮机系统进行了比较,证明这条技术路线的可行性。日本名古屋大学对生物质气化和燃料电池部分分别进行了试验研究,2005年完成生物质气化和MCFC系统的结合,开展一体化系统的试验工作。英国Ulster大学的D.R. McIlveen等对生物质气化燃料电池一体化系统进行了技术经济环境评价,认为MCFC系统对小规模发电系统非常有效,发电效率可以达到25%~28%,如果发电寿命可以提高,则MCFC的成本还可以降低,该系统具有较大的发展潜力。瑞典科学家也利用Aspen-Plus软件对生物质IGCC和MCFC系统作了全面的技术和经济性分析。目前,中国在生物质气化燃料电池一体化方面的研究还是空白,所以有必要开展这方面的研究,使我国在该领域走在世界的前列。

4 生物质发电面临的主要问题

4.1 生物质供应成本较高

我国现阶段生物质发电原料以农业废弃物为主,由于资源分散、收集手段落后,生物质原料成本居高不下。这一方面限制了生物质发电项目的规模,另一方面使生物质发电成本远高于大型的煤炭发电成本,从而影响了生物质发电的市场竞争力。

我国农业地区的理论秸秆产量为750t/ km^2 (每年种植1次),按种植率80%、收集率40%计,每平方千米可获得秸秆量为750t/ $\text{km}^2 \times 80\% \times 40\% = 240\text{t}$,5km半径可获得原料1.9万t。6MW气化发电系统每年需要消耗秸秆4万t,收集半径为15km以内;24MW直燃发电系统每年需秸秆18万t,收集半径达30km以上。按中国农村目前的情况,15km以内可以用农用车运输,运费在25元/t左右,而

15km以上一般需专用运输工具,运输费达50元/t。按原料收购价110元/t计,15km以外和15km以内原料价格差为25元/t,相当于原料价格提高20%左右。

根据我国农业秸秆季节性的特点,大部分地区秸秆生产时间是从6月到11月,而12月到次年5月半年内秸秆供应量是很少。为保证电厂连续生产,每年必须保存6个月的原料。因此,6MW发电厂就必须保存2万t生物质(占地至少 $4 \times 10^4 \text{ m}^2/60$ 亩),24MW发电厂必须保存9万t生物质(占地至少 $18 \times 10^4 \text{ m}^2/270$ 亩)。2万t生物质需要与10个自然村签订供应合同,每个村保管并供应2000t,而9万t生物质必须与45个自然村签订供应合同。由此可见,规模越大的电厂,其原料占地、搬运、储存和管理的困难依次增加,实际操作中困难明显增大。

4.2 自主核心技术严重缺乏

我国在生物质发电技术方面的研究基本以单项技术为主,对不同的技术路线和工艺,国内虽然都有一定研究,但其应用极少,还有大量的工程问题需要经过长期的工程积累才能解决。例如,我国已生产出各种型号的木柴(木屑)锅炉、甘蔗渣锅炉、稻壳锅炉等设备用于生物质直接燃烧发电,但由于国内生物质燃料比较分散,作为商品供应的很少,因此国内市场应用多为中小容量锅炉产品,大型设备主要出口到生物质供应量大而集中的国际市场。产生稻壳废弃物的碾米企业为解决废弃物对环境的污染和企业自身的用电问题,利用稻壳燃烧发电,但规模都较小,缺少集中处理的大型生物质燃烧发电厂。

中国的生物质发电技术研究较少,这主要和中国科研投入的情况及能源设备企业的自主开发能力较差有关。近十几年来,我国在生物质发电技术研究方向的投入主要是针对中小型生物质气化发电技术,而直接燃烧技术主要由锅炉企业或其他热解设备企业自主开发。目前,中国除了少数的生物质气化发电系统在进入示范应用以外,其他生物质发电技术(如直接燃烧和混烧技术)实际应用的经验积累很少。所以,总的缺点是成熟的生物质发电技术种类少,而且整体的研究开发能力较差。

如果要在我国大规模推广生物质发电技术,仅靠本国的技术支持还远远不够。另一方面,中国整体工业基础较差、设备加工能力和制造能力较低,因而对国外先进技术的消化吸收能力较弱;加上中国生物质资源以农业废弃物为主的特点,与国外的生物质发电条件有明显的差异,生物质资源的成分含量对设备的影响和要求也有明显差异,其要求中国在引进先进国家的生物质发电技术时要有所选择,要根据中国自身原料的特点、设备管理水平和消化吸收能力全面考虑,不能片面追求大规模、高效率和高自动化的倾向,以防止不必要的浪费和水土不服。

4.3 投资渠道和投资资金缺乏

中国发展生物质发电产业化的另一个主要障碍是经济环境的制约。中国生物质发电项目具有规模小、发电成本相对较高的特点,除了需要政府经济扶持政策给予补贴之外,另外一个主要制约的经济因素是投资资金来源少、资金筹措困难。生物质发电项目相对其他发电项目来说都是小项目,资金密集程度较低,大集团和规模投资商考虑到资金分散和管理困难,投资都会非常小心。另一方面,中小型生物质发电项目的投资大都在几百万元至几千万元,这样的投资规模对项目前大部分中小企业来说仍然有相当大的压力,特别是对那些

农业地区的企业来说,完成这样规模的投资都是相当困难的。同时,由于生物质发电项目在整个社会的认识程度较低、投资风险较大(特别没有政策支持时),银行对这些项目给予贷款暂时较困难。在这种环境下,目前生物质发电项目的投资特点决定了生物质发电项目的资金来源较少,如果没有相应的措施,生物质发电技术要在短时间内大规模推广,则将在资金上存在很大的困难。

因此,我国生物质发电利用技术与开发有必要借鉴发达国家的经验,积极建立具有规模效益且规模较高的新技术试验示范工程,积极工程建设和应用经验,解决技术和市场、政策三者之间的接口问题,以加快我国生物质能发电利用技术产业化发展进程。

5 生物质发电技术的发展趋势

5.1 生物质发电利用模式多样化

生物质发电技术未来的发展趋势受我国的生物质资源特点和国情限制,可能以小型化与接近终端用户、综合利用与热电联供、分布式电力系统三种方式为主。

5.1.1 小型化与接近终端用户

受原料来源的限制,小型化与接近终端用户是最容易实现的技术种类。如有的碾米厂,其本身的稻壳量受其生产规模的约束,产量不是很大,所以,建立与稻壳产量相应规模的发电站从原料成本上是最经济的;而且,生产的电力作为碾米厂的补充电力,直接供给碾米厂生产和生活用,既省去了并网部分,减少了投资,也简化了系统运行,减少了运行成本,最终提高了系统经济性。这种利用现有生物质资源量,将电站建设在接近终端用户处的方式是最直接有效而且易于应用的。

以木薯和甘蔗为原料的糖厂、中小型屠宰厂和畜禽养殖场、中小型木材制品厂都是小型化与接近终端用户的潜在用户。

5.1.2 综合利用与热电联供

提高系统效率是最大限度地利用生物质能源的根本措施。在较大规模的生物质发电系统中,提高系统效率易于实现的方法是使用综合利用技术和热电联供技术,这样可以根据不同原料特点、不同用户需要、不同工艺路线采取多种技术结合、生产电力和生产热相结合的技术方式,使系统得到最优化、效率最高,从而最大限度地利用生物质资源。这类技术的潜在市场是大型屠宰厂、畜禽养殖场、大型木材制品厂和农林废弃物相对集中的区域。

5.1.3 分布式电力系统

从电网的安全考虑,分布式电力系统被公认为是提高供电安全性的最佳手段。未来的电力系统应该是由集中式与分布式系统有机结合的系统,其主要框架结构应该是由集中式发电和远距离输电骨干网、地区输电网、以微型电网为核心的分布式系统相结合的统一体。生物质发电系统是方便且易实现的可再生能源分布式发电系统,它可向终端用户提供清洁、高效、可靠的电力。无论是哪一类生物质发电方式,也无论是大、中、小哪一种规模,生物质发电都可以实现分布式电力系统。

5.2 生物质发电技术多样性

中国生物质发电技术面对的具体环境是生物质原料以农业废弃物为主,多种多样,原料特性差别明显;加上中国农村地域广阔,各地条件千差万别、经济发展水平参差不齐,

因此,在中国发展生物质发电技术不能只采用一、两种方法,而应该根据各地的条件采用不同的技术方案,鼓励生物质发电技术的多样化发展。在规模上,应该根据原料供应的可能性,大小、小规模同时考虑;在技术路线上允许直接燃烧发电、气化发电和混合燃烧发电同时发展。针对不同的用途和目标,对各种技术方案应区别对待,但总的来说,在评价生物质发电技术的适应性时,可以从以下几方面考虑。

5.2.1 生物质发电项目的目的和用途

在分析技术适用性时,首先必须明确生物质项目是简单发电还是热电联供,是生物质单独使用还是与其他燃料混合使用。不同的目的、不同的技术有不同的优势,所以对各种技术的评价不能一概而论。一般来说,对热电联供的用户,首选的是直接燃烧技术;对要求与其他燃料混合使用的发电项目,首选的是气化技术;而对单独发电项目,还必须进一步分析,包括项目所在地的原料特点、规模要求和经济水平等。

5.2.2 生物质原料的种类和特性

不同生物质种类和特性对发电技术的要求有明显的不同。含水较高的原料适合于直接燃烧发电;较干的原料适合于气化发电;单种原料的生物质较容易采用直接燃烧发电,而对多种原料的生物质,则较合于采用气化发电。这主要是由于气化发电技术一般已配套了相应原料预处理系统,因此气化炉的设计与燃烧锅炉相比较为简单。

5.2.3 发电项目的规模必须与当地的原料和工业发展水平相匹配

在中国发展生物质发电技术必须特别注意项目规模与当地经济发展水平相匹配。由于在达到同样的技术水平或投资

经济效益指标的情况下,项目越小,操作实施的可行性越高,投资风险越小,反之则风险越大,因此原则上相同的条件下应尽可能选用小规模的项目。特别是对于农业生产分散、农作物品种较多、每年变化情况较大、当地经济发展水平较低的地区,不能建设规模太大的生物质电站。大型生物质电站只适合于农业现代化程度较高、交通方便、农业种植范围大且集中、经济较发达和管理水平较高的地区,这些地区可能生物质保存和供应成本较高,但仍能满足大规模发电的基本要求。如果没有这些条件,即使花费大量的物力和人力,大型发电项目的原料供应都会成为问题。

5.3 生物质发电投资主体多元化

中国自身的国情条件限制和生物质资源的特点决定了生物质发电项目的规模不可能太大,而应以大量的小型电站为主,这就决定了生物质发电项目比较分散、单项投资金额较小。同时,由于生物质发电项目都分布在农村,与农业发展密切相关,因此生物质发电更多地具有农村经济的成分,从长远地看是农村经济的一部分。这样的项目全部依赖大型企业集团或国家投资是不现实,也是不可能的。所以,发展生物质发电项目时,应转向投资主体多元化,为乡镇企业、私人企业和其他社会资金投资生物质发电项目创造有利条件。生物质发电的政策制定和管理应与风能发电有较明显的区别:一方面应强调生物质发电项目与现代农业经济相结合,使生物质发电成为现代农业的一部分,成为农村增加经济来源的一种重要途径;另一方面应根据农村经济的特点,加强引导和管理,吸引社会资金进入生物质发电项目,形成一个多元化投资主体构成的新兴行业。

第2章 生物质资源

1 生物质能的物质基础及特点

生物质是指通过光合作用而形成的各种有机体,包括所有的动植物和微生物。生物质能是太阳能以化学能形式储存在生物质中的能量形式,是以生物质为载体的能量。生物质能的原始能量来源于太阳,所以从广义上讲,生物质能是太阳能的一种表现形式。它直接或间接地来源于绿色植物的光合作用,可转化为常规的固态、液态和气态燃料,取之不尽、用之不竭,是一种可再生能源。

我国地处温带、亚热带与热带,地域辽阔,幅员面积 960 万 km²,耕地面积 13 004 万 hm²,森林面积 17 490.92 万 hm²,覆盖率 18.21%。优越的自然条件、多类型垂直变化的气候、丰富多样且组合配套优越的光、热、水、土等自然条件为我国提供了丰富的生物质能资源。我国生物质能资源的特点是资源丰富、种类繁多、储量大,同时生物质资源分散、原料组分复杂、能量密度低、热值低、不易运输和储存,环保性能优越。

1.1 生物质原料的分类

生物质资源种类繁多,主要有农作物和农业有机剩余物、林业剩余物、农副产品的有机废物和废水、动物排泄物和城市污水及垃圾。此外,还有水生植物、藻类和能进行光合作用的能源植物、微生物等。

依据来源的不同,将可以能源化利用的生物质分为农业秸秆类资源、林业资源、畜禽粪便、生活污水和工业有机废水、城市固体废物等五大类,这五类均属现有的、废弃型的生物质资源,可成为再利用型生物质资源;把专门种植、用于能源转化的植物称为能源植物。

(1) 农业秸秆类资源。农业生物质资源中的秸秆类资源是指农作物(包括能源作物):农业生产过程中的废弃物,如农作物收割时残留在农田内的农作物秸秆(玉米秸、高粱秸、麦秸、稻草、豆秸和棉秆等);农业加工业的废弃物,如稻壳等。

(2) 林业资源。林业生物质资源是指森林生长和林业生产过程所提供的生物质能源,包括薪炭林、在森林抚育和间伐作业中的零散木材、残留的树枝、树叶和木屑、木材采运和加工过程中的枝叶、锯末、木屑、梢头、板皮、截头以及林业副产品的废弃物,如果壳和果核等。

(3) 畜禽粪便。畜禽粪便是畜禽排泄物的总称。它是其他形态生物质(主要是粮食、农作物秸秆和牧草等)的转化形式,包括畜禽排出的粪便、尿及其与垫草的混合物。

(4) 生活污水和工业有机废水。生活污水主要由城镇居民生活、商业和服务业的各种排水组成,如冷却水、洗浴排水、盥洗排水、洗衣排水、厨房排水、粪便污水等;工业有机废水主要是酒精、酿酒、制糖、食品、制药、造纸及屠宰等行业生产过程中排出的废水等,其中都富含有机物。

(5) 城市固体废物。城市固体废物主要是由城镇居民生活垃圾、商业、服务业垃圾和少量建筑垃圾等固体废物构成,其组成成分比较复杂,受当地居民的平均生活水平、能

源消费结构、城镇建设、自然条件、传统习惯以及季节变化等因素影响。

(6) 能源植物。能源植物又称石油植物或生物燃料油植物,其泛指各种用以提供能源的植物,通常是指那些具有合成较高还原性烃的能力、可产生接近石油成分和可替代石油使用的产品的植物,以及富含油脂的植物。能源植物包括富含类似石油成分的能源植物、富含碳水化合物能源植物、富含油脂的能源植物和薪炭林等几类。生物能源作物在生长过程中需要吸收大量的二氧化碳,从而增加生物圈的含碳水平,实际上形成了一个地球上的“碳沟”。虽然它们在燃烧时也会产生二氧化碳,但可以同生长过程中吸收的二氧化碳在数量上保持平衡,因而被认为是一种二氧化碳中性的燃料。利用生物质能源植物无疑会减少地球上二氧化碳的净排放量,从而有助于减轻温室效应。

目前,世界上许多国家都开始开展能源植物的研究,并将处于野生或半野生状态能源植物通过研究应用遗传改良、人工栽培的方法培育种植,建立新的能源基地,以满足能源结构调整和生物质能源的需要。因此,能源植物具有广阔的开发利用前景。

表 5.2-1 给出了生物质分类及供能源利用部分。其中,各类农林、工业和生活有机废弃物是目前生物质能利用的主要原料,主要提供纤维素原料以及有机物类原料。能源植物只是近 20 年才提出的概念,可以提供各类生物质原料,是未来建立生物质能工业的主要资源基础。目前,发达国家对发展能源植物已有成功的实践经验,但距离成为真正的生物质能资源还相当遥远,是今后生物质能资源发展的主要方向。

表 5.2-1 生物质分类及供能源利用部分

分 类	种 类	残余物、供能源利用部分
农业生物质	水稻	稻草、谷壳
	小麦	麦秆
	大麦	麦秆
	燕麦/黑麦	麦秆
	甘蔗	蔗秆、蔗渣
	玉米	秸秆、秧草
	向日葵	壳壳、收获向日葵籽后的剩余部分
	大豆	豆壳、秸秆
	油菜	收获油菜籽后的剩余部分
	用材林	松、杉、桦、杨、柳、桉等
森林生物质	防护林	杉、松、柏、桉、泡桐、杨柳、枫香、刺槐、栎类、柞木、黄槐槐等
	薪炭林	柞、柳、槐等
	经济林	橡胶树等
	特用林	木炭、木屑、树皮、枝条
	木材、灌木林	木炭、枝条

续表

分 类	种 类	残余物、供能利用部分
森林生物物质	果园林	苹果树 剪枝木
		梨树 剪枝木
		桃树 剪枝木
		柑橘树 剪枝木
	其他	剪枝木、果壳(椰子、板栗、胡桃等)
城市固体废弃物		RDF-5、纸、塑料、橡胶等
能源植物	富含类似石油成分的能源植物	种子、树干
	富含碳水化合物成分的能源植物	种子、块茎
	富含油脂的能源植物	种子
	薪炭林	全部

1.2 生物质的主要化学组成与结构

1.2.1 化学组成

糖类和淀粉类原料的化学组成相对简单,主要是葡萄糖单糖或多糖。而广泛利用的生物质主要属于纤维类,不同来源的生物质其化学组成也不尽相同。农作物秸秆的主要化学元素组成为:碳 40%~46%、氢 5%~6%、氧 43%~50%、氮 0.6%~1.1%、硫 0.1%~0.2%;经完全燃烧,灰分 3%~5%、磷 1.5%~2.5%、钾 11%~20%。再如,蕈类化学元素组成如下:碳 49.5%、氢 6.5%、氧 43%、氮 1%;经完全燃烧,灰分少于 1%,还有少量钾和其他微量元素。大部分纤维素生物质都由碳、氢、氧及少量或微量的硫、磷、钾等元素组成,在燃烧过程中,各元素发挥了不同作用,形成了相应的氧化产物,它们对生物质原料利用的影响如下:

(1) 碳。原料中的主要元素,其含量决定着燃料发热值的高低,含碳量越高,发热量越多。

(2) 氢。常以碳氢化合物的形式存在,氢含量越多,越容易燃烧。

(3) 硫。1kg 硫燃烧生成 9210kJ 的热量,生成二氧化硫、三氧化硫。因此,作为燃料,硫是一种有害物质。

(4) 磷。可燃,燃烧后生成五氧化二磷,是草木灰中的磷肥。

(5) 钾。可燃,燃烧后生成氧化钾,是草木灰中的钾肥。

(6) 氮和氧。不可燃,同时会降低燃料的发热量。

生物质中还含有一定量的水分和其他矿物质。水分在燃烧过程中形成水蒸气,吸收汽化潜热,随烟气逸出系统,带走一部分热量;其他矿物质有 SiO_2 、 Al_2O_3 、 CaO 、 Fe_2O_3 等,在燃烧过程中形成灰分。

1.2.2 结构

生物质主要由纤维素、半纤维素、木质素和少量灰分组成。生物质随着种类和产地的不同,其纤维素、半纤维素、木质素的含量也不同,见表 5.2-2。通常,纤维素是最大的组成部分,大约占质量的 40%~50%,半纤维素约占 20%~30%,木质素约占 20%~30%。

在生物质中,纤维素组织和半纤维素、木质素紧密结合

成一个有机整体,近似于聚合树脂中的玻璃纤维组织。纤维素是由脱水 D-吡喃式葡萄糖基 ($\text{C}_6\text{H}_{10}\text{OS}$) 通过相邻糖单元的 1 位和 4 位之间的 β -苷键连接而成的一个线性高分子聚合物。纤维素分子聚合度一般在 10 000 以上,其结构中 C—O—C 键比 C—C 键弱,易断开而使纤维素分子发生降解。

表 5.2-2 生物质的基本组成 %

原料	纤维素	半纤维素	木质素
硬木	40~55	24~40	18~25
软木	40~50	25~35	25~35
玉米芯	45	35	15
草	25~40	35~50	10~30
麦秸	30	50	15
树叶	15~20	80~85	0
报纸	40~55	25~40	18~30

半纤维素在化学性质上与纤维素相似,是由不同的己、戊糖基组合,通过 β -1,4 氧桥键连接而成的不均一聚糖,其聚合度 (150~200) 比纤维素小,结构无定性、易溶于碱性溶液、易水解、热稳定性比纤维素差、热解容易。针叶木(如松木)中主要的半纤维素为聚半乳糖葡萄糖甘露糖;阔叶木(如杨木)中的半纤维素主要为木聚糖类,只含少量的聚葡萄糖甘露糖;玉米秆中的半纤维素不含聚葡萄糖甘露糖,主要为阿拉伯糖葡萄糖葡萄糖酸木聚糖。

木质素是由苯基丙烷结构单元以 C—C 键和 C—O—C 键连接而成的复杂的芳香族聚合物,常与纤维素结合在一起,称为木质纤维素。它主要由苯基丙烷结构单体构成。木质素分子中相对弱的是连接单体的氧桥键和单体苯环上的侧链键,受热易发生断裂,形成活泼的苯环自由基,极易与其他分子或自由基发生缩合反应生成结构更为稳定的大分子,进而结炭。

1.3 生物质燃料的热值

生物质燃料主要有农作物秸秆、薪柴、野草、牲畜粪便和木炭等,通常它们都含有不同数量的水分。1kg 生物质完全燃烧所放出的热量称为生物质的低位热值。通常,生物质原料都含有不同数量的水分,水分在燃烧过程中变为蒸汽,吸收一部分汽化潜热,高位热值减去汽化潜热得到的热量即为 1kg 生物质的低位热值。表 5.2-3 给出了一些经自然风干后的生物质的低位热值。

表 5.2-3 经自然风干后的生物质的低位热值 kJ/kg

生物质	低位热值	生物质	低位热值
人粪	18 841	余糖秆	14 235
猪粪	12 560	油料作物秆	15 491
牛粪	13 861	蔗叶	13 816
羊粪	15 491	树叶	14 654
兔粪	15 491	废渣	15 491
鸡粪	18 841	青草	13 816
薪柴	16 747	水生作物	12 560
麻秆	15 491	绿肥	12 560
薯类秧	14 235		

2 中国的传统生物质资源现状及潜力预测

2.1 农业生物质资源

2.1.1 农业生物质资源的估算方法

生物质资源,尤其是农林业废弃物生物质资源很分散,并且随自然条件、生产情况的变化而变化,难以准确地统计出来,目前只能用估算的方法较粗略地计算它的数量。

农业生物质资源中,秸秆类资源的理论蕴藏量是指理论上该地区每年可能拥有的生物质资源总量。该蕴藏量是以农作物产品的产量进行推算的,先宏观确定产品与秸秆的质量比值,由农产品与该农产品产生的秸秆的质量比值进行计算,其理论蕴藏量值 W_i 按式 (5.2-1) 估计,即

$$W_i = \sum_{j=1}^n Q_j r_j \quad (5.2-1)$$

式中: n 为区域内农作物秸秆的种类; Q_j 为第 j 种作物的产量; r_j 为第 j 种作物的草谷比。

农业生物质资源中的秸秆类资源量估算涉及的常见农作物种类有谷类、豆类、薯类、棉花、油料、麻料、糖料等。表 5.2-4 列出了这些常见农作物的经验草谷比。

表 5.2-4 常见农作物的草谷比

作物种类	草谷比	作物种类	草谷比
稻谷	1.0	高粱	1.0
小麦	1.0	棉花	3.0
玉米	2.0	杂粮	1.0
豆类	1.5	麻类	1.0
薯类	1.0	糖类	0.3
花生	2.0	其他	1.0
油料	2.0		

由于农产品加工、运输等方式不同,因此实际可收集利用的秸秆类资源总量小于理论蕴藏量。秸秆资源的实际可获得量与可获得系数(收集系数)的关系为

$$\text{可获得量} = \text{理论蕴藏量} \times \text{可获得系数}$$

一般文献中可获得系数取 85%。可获得系数是与收集半径、作物种植集中度及作物各部分组成等因素相关的参数。常见农作物秸秆类资源的可获得系数见表 5.2-5。

表 5.2-5 常见农作物秸秆可获得系数

作物种类	可获得系数	作物种类	可获得系数
稻谷	0.69	高粱	0.65
小麦	0.8	棉花	0.9
玉米	0.9	杂粮	0.65
豆类	0.95	麻类	0.95
薯类	0.8	糖类	0.3
花生	0.8	其他	0.65
油料	0.8		

2.1.2 农作物秸秆资源总量

农作物秸秆资源是我国主要的生物质能资源之一。根据农作物秸秆资源的估算公式,农作物秸秆资源的产生量与各种农作物的产量及其特性有关。

我国的种植业产品主要包括粮食、棉花、油料、麻类、糖料和烟叶等。由于种植业是农业生产的基础,因此新中国成立以来,一直受到中央和各级政府的高度重视,尤其是党的十一届三中全会以来,农村实行联产承包责任制后,我国的种植业生产取得了突飞猛进的发展,主要体现在种植业产品产量大幅度增加、人均产量提高、市场供应充足。

历年 (1978~2004 年) 全国与 2004 年各地区主要农产品产量的详细数据见表 5.2-6、表 5.2-7。根据历年全国农作物产量,利用农业废弃物估算公式计算出的历年全国农作物秸秆类资源量见表 5.2-8。根据 2004 年各地区的农作物产量,利用农业废弃物估算公式计算出的 2004 年全国各地区农作物秸秆类资源量分布见表 5.2-9。

由全国各地区农作物秸秆量的计算结果可知,农作物秸秆主要集中在各产粮大省,如河北、山东、河南、四川、广西等。

表 5.2-6

历年我国主要农产品产量

万 t

年份	粮食	1978年以前主要农产品产量										1979年			
		谷物			豆类	薯类	棉花	油料	花生	油菜籽	芝麻	麻类	黄红麻	甘蔗	甜菜
		稻谷	小麦	玉米											
1978	30 476.5	13 693.0	5384.0	5594.5	3174.0	216.7	521.8	237.7	186.8	32.2	135.1	108.8	2111.6	270.2	
1980	32 055.5	13 990.5	5520.5	6260.0	2872.5	270.7	769.1	360.0	238.4	25.9	143.6	109.8	2280.7	630.5	
1985	37 910.8	16 856.9	8580.5	6382.6	2603.6	414.7	1578.4	666.4	560.7	69.1	444.8	411.9	5154.9	891.9	
1989	40 754.9	18 013.0	9080.7	7892.8	2730.4	378.8	1295.2	536.3	543.6	33.8	112.4	66.0	4879.5	924.3	
1990	44 624.0	18 933.1	9822.9	9681.9	2743.2	450.8	1613.2	636.8	695.8	46.9	109.7	72.6	5762.0	1452.5	
1991	43 529.0	39 566.3	18 381.3	9595.3	9877.3	1247.1	2715.9	567.5	1638.3	630.3	743.6	43.5	88.4	51.3	6789.8
1992	44 265.8	40 169.6	18 622.2	10 158.7	9538.3	1252.0	2844.2	450.8	1641.2	595.3	765.3	51.6	93.8	61.9	7301.1
1993	45 648.8	40 517.4	17 751.4	10 639.0	10 270.4	1950.4	3181.1	373.9	1803.9	842.1	693.9	56.3	96.0	67.2	6419.4
1994	44 510.1	39 389.1	17 593.3	9929.7	9927.5	2095.6	3025.4	434.1	1989.6	968.2	749.2	54.8	74.7	35.5	6092.7
1995	46 661.8	41 611.6	18 522.6	10 220.7	11 198.6	1787.5	3262.6	476.8	2250.3	1023.5	977.7	58.3	89.7	37.1	6542.0
1996	50 453.5	45 127.1	19 530.3	11 056.9	12 747.1	1790.3	3536.0	420.3	2210.6	1013.8	920.1	57.5	79.5	36.5	6818.7
1997	49 417.1	44 349.3	20 073.5	12 328.9	10 430.9	1875.5	3192.3	460.3	2157.4	964.8	957.8	56.6	74.9	43.0	7889.7
1998	51 229.5	45 624.7	19 871.3	10 972.6	13 295.4	2000.6	3604.2	450.1	2313.9	1188.6	830.1	65.6	49.5	24.8	8343.8

续表

年份	粮食																	
	谷物				豆类	薯类	棉花	油料	花生	油菜籽	芝麻	麻类	黄红麻	甘蔗	甜菜			
		稻谷	小麦	玉米														
1999	50 838.6	45 304.1	19 848.7	11 388.0	12 808.6	1894.0	3640.6	382.9	2601.2	1263.9	1013.2	74.3	47.2	16.4	7470.3	863.9		
2000	46 217.5	40 522.4	18 790.8	9963.6	10 600.0	2010.0	3685.2	441.7	2954.8	1443.7	1138.1	81.1	52.9	12.6	6828.0	807.3		
2001	45 263.7	39 648.2	17 758.0	9387.3	11 408.8	2052.8	3563.1	532.4	2864.9	1441.6	1133.1	80.4	68.1	10.6	7566.3	1088.9		
2002	45 705.8	39 798.7	17 453.9	9029.0	12 130.8	2241.2	3665.9	491.6	2897.2	1481.8	1055.2	89.5	96.4	15.9	9010.7	1282.0		
2003	43 069.5	37 428.7	16 065.6	8648.8	11 583.0	2127.5	3513.3	486.0	2811.0	1342.0	1142.0	59.3	85.3	10.0	9023.5	618.2		
2004	46 946.9	41 157.2	17 908.8	9195.2	13 028.7	2232.1	3557.7	632.4	3065.9	1434.2	1318.2	70.4	107.4	8.7	8984.9	585.7		

表 5.2-7

2004 年我国各地区主要农产品产量

万吨

地区	粮食																			
	谷物				豆类	薯类	棉花	油料	花生	油菜籽	芝麻	麻类	黄红麻	甘蔗	甜菜					
		稻谷	小麦	玉米																
北 京	70.2	64.8	0.5	20.3	43.5	3.2	2.2	0.8	2.9	2.9										
天 津	122.8	117.5	11.1	37.8	68.2	4.6	0.7	12.0	1.6	0.8		0.1								
河 北	2480.1	2319.4	47.3	1053.2	1157.6	57.6	103.1	66.5	154.3	137.9	6.5	1.5	0.4	0.1	21.0					
山 西	1062.0	935.7	1.1	237.1	631.9	48.8	77.5	12.0	28.2	3.5	1.2	0.7	0.0		4.8					
内蒙古	1505.3	1180.4	54.5	110.5	948.0	135.1	189.8	0.7	103.7	2.5	31.3	1.3	1.9		96.3					
辽 宁	1720.0	1619.9	401.5	8.9	1079.7	55.6	44.5	0.5	45.9	41.9	0.1	0.7	0.1		2.7					
吉 林	2510.0	2285.4	437.6	3.4	1810.0	166.9	57.7		38.1	20.3		3.3	0.3		3.6					
黑龙江	3001.0	2202.5	1130.0	83.0	939.5	693.5	105.0		46.0	3.0	0.4	0.7	39.3		96.0					
上 海	106.3	102.8	89.5	8.0	2.6	0.7	0.8	0.2	7.1	0.4	6.9			13.5						
江 苏	2829.1	2866.0	1673.2	687.7	216.6	93.8	69.3	50.3	238.4	69.1	167.3	1.9	0.4	0.1	28.9	0.3				
浙 江	834.9	739.3	686.9	19.0	22.5	41.0	54.6	2.3	48.8	4.7	43.5	0.6	0.1	0.1	106.3					
安 徽	2743.0	2467.3	1292.1	790.1	320.8	119.3	156.4	41.2	299.7	95.4	190.4	13.7	3.3	1.8	25.0					
福 建	736.5	562.6	545.6	1.9	12.7	24.7	149.2		27.8	25.9	1.8	0.1			101.6					
江 西	1663.0	1588.3	1579.4	2.9	4.8	23.8	50.9	8.5	74.5	31.8	40.1	2.3	1.3	0.2	85.7					
山 东	3516.7	3194.6	90.6	1584.5	1499.2	76.2	245.9	109.8	369.7	365.3	3.9	0.3	0.6	0.6						
河 南	4260.0	3938.0	358.2	2480.9	1050.0	118.0	204.0	66.7	408.7	306.3	78.1	22.7	3.7	3.5	22.3					
湖 北	2100.1	1873.1	1501.7	176.3	179.1	65.8	161.2	39.5	314.4	63.2	225.1	15.4	5.1	0.6	46.3					
湖 南	2640.0	2436.9	2285.5	14.6	126.6	56.4	146.7	20.3	139.6	31.4	107.0	1.0	13.6	0.1	110.8					
广 东	1390.0	1185.7	1123.1	1.7	56.1	24.0	180.3		77.5	76.5	0.9	0.2	0.2	0.2	1110.4					
广 西	1398.5	1302.9	1123.4	1.9	176.1	37.4	58.2	0.1	58.3	51.5	6.2	0.4	1.1	1.0	5003.9					
海 南	190.1	151.9	147.2		4.7	2.9	35.3		9.1	8.8		0.3	0.1	0.1	417.9					
重 庆	1144.5	828.2	509.5	78.4	227.8	38.1	278.2		41.8	9.6	31.0	0.7	1.0		11.8					
四 川	3146.7	2563.0	1519.7	415.7	557.4	121.6	462.1	3.3	226.3	59.8	165.0	0.5	6.1	0.5	146.1	0.2				
贵 州	1149.6	898.7	477.0	76.8	333.9	40.6	210.3	0.1	82.7	7.9	73.9		0.2		65.8					
云 南	1509.5	1256.8	639.4	121.7	425.7	61.3	191.4		33.4	5.6	26.2		13.7		1688.5	0.3				
西 藏	96.0	89.5	0.6	26.1	1.6	3.1	3.4		5.4	0.0	5.4									
陕 西	1040.0	918.0	87.0	410.3	407.0	38.8	83.2	8.2	46.1	7.2	29.4	1.8	0.1		0.3	0.4				
甘 肃	805.8	597.0	3.9	272.3	245.0	38.0	170.8	11.0	48.5	0.2	26.0		1.1			15.9				
青 海	88.5	48.7		37.1	1.2	10.8	29.0		28.9		28.3									
宁 夏	290.5	255.8	52.5	80.4	117.7	8.3	26.4		13.8											
新 疆	796.5	766.6	39.3	352.7	361.5	20.5	9.5	178.3	44.5	0.7	12.2		13.6			344.2				

表 5.2-8

历年全国生物质总量

万 t

年份	粮食					豆类	薯类	棉花	油料					麻类	黄红麻	甘蔗	甜菜	秸秆资源 总量
	谷物				花生					油菜籽	芝麻							
		稻谷	小麦	玉米														
1978	30 476.5	13 693.0	5384.0	5594.5		3174.0	216.7	521.8	237.7	186.8	32.2	135.1	108.8	2111.6	270.2	39 236.9		
1979																41 681.3		
1980	32 055.5	13 990.5	5520.5	6260.0		2872.5	270.7	769.1	360.0	238.4	25.9	143.6	109.8	2280.7	630.5	41 613.3		
1981																42 907.1		
1982																46 947.3		
1983																50 779.4		
1984																54 340		
1985	37 910.8	16 856.9	8580.5	6382.6		2603.6	414.7	1578.4	666.4	560.7	69.1	444.8	411.9	5154.9	891.9	52 164.4		
1986																53 487.1		
1987																56 103		
1988																53 856.9		
1989	40 754.9	18 013.0	9080.7	7892.8		2730.4	378.8	1295.2	536.3	543.6	33.8	112.4	66.0	4879.5	924.3	55 163.3		
1990	44 624.0	18 933.1	9822.9	9681.9		2743.2	450.8	1613.2	636.8	695.8	46.9	109.7	72.6	5762.0	1452.5	62 403		
1991	43 529.0	39 566.3	18 381.3	9595.3	9877.3	1247.1	2715.9	567.5	1638.3	630.3	743.6	43.5	88.4	51.3	6789.8	1628.9	62 295.3	
1992	44 265.8	40 169.6	18 622.2	10 158.7	9538.3	1252.0	2844.2	450.8	1641.2	595.3	765.3	51.6	93.8	61.9	7301.1	1506.9	62 333.6	
1993	45 648.8	40 517.4	17 751.4	10 639.0	10 270.4	1950.4	3181.1	373.9	1803.9	842.1	693.9	56.3	96.0	67.2	6419.4	1204.8	64 871.3	
1994	44 510.1	39 389.1	17 593.3	9929.7	9927.5	2095.6	3025.4	434.1	1989.6	968.2	749.2	54.8	74.7	35.5	6092.7	1252.5	64 152.1	
1995	46 661.8	41 611.6	18 522.6	10 220.7	11 198.6	1787.5	3262.6	476.8	2250.3	1023.5	977.7	58.3	89.7	37.1	6542.0	1398.4	68 893	
1996	50 453.5	45 127.1	19 510.3	11 056.9	12 747.1	1790.3	3536.0	420.3	2210.6	1013.8	920.1	57.5	79.5	36.5	6818.7	1541.5	73 888.1	
1997	49 417.1	44 349.3	20 073.5	12 328.9	10 430.9	1875.5	3192.3	460.3	2157.4	964.8	957.8	56.6	74.9	43.0	7889.7	1496.8	70 849.9	
1998	51 229.5	45 624.7	19 871.3	10 972.6	13 295.4	2000.8	3604.2	450.1	2315.9	1188.6	830.1	65.6	49.5	24.8	8343.8	1446.6	76 174.6	
1999	50 838.6	45 304.1	19 848.7	11 388.0	12 808.6	1894.0	3640.6	382.9	2601.2	1263.9	1013.2	74.3	47.2	16.4	7470.3	863.9	75 937.3	
2000	46 217.5	40 522.4	18 790.8	9963.6	10 600.0	2010.0	3685.2	441.7	2954.8	1443.7	1138.1	81.1	52.9	12.6	6828.0	807.3	55 273.73	
2001	45 263.7	39 648.2	17 758.0	9387.3	11 408.8	2052.8	3563.1	532.4	2864.9	1441.6	1133.1	80.4	68.1	10.6	7566.3	1088.9	54 551.12	
2002	45 705.8	39 798.7	17 453.9	9029.0	12 130.8	2241.2	3665.9	491.6	2897.2	1481.8	1055.2	89.5	96.4	15.9	9010.7	1282.0	55 221.27	
2003	43 069.5	37 428.7	16 065.6	8648.8	11 583.0	2127.5	3513.3	486.0	2811.0	1342.0	1142.0	59.3	85.3	10.0	9023.5	618.2	60 880.02	
2004	46 946.9	41 157.2	17 908.8	9195.2	13 028.7	2232.1	3557.7	632.4	3065.9	1434.2	1318.2	70.4	107.4	8.7	8984.9	585.7	57 156.51	

表 5.2-9

2004 年各地区可获得农作物秸秆资源量分布

万 t

地区	农作物产量										生物质资源量
	稻谷	小麦	玉米	豆类	薯类	棉花	油料	麻类	甘蔗	甜菜	
北京	0.5	20.3	43.5	3.2	2.2	0.8	2.9				108.005
天津	11.1	37.8	68.2	4.6	0.7	12	1.6				202.734
河北	47.3	1053.2	1157.6	57.6	103.1	66.5	154.3	0.4		21	3550.877
山西	1.1	237.1	631.9	48.8	77.5	12	28.2	0		4.8	1537.063
内蒙古	54.5	110.5	948	135.1	189.8	0.7	103.7	1.9		96.3	2349.266 5
辽宁	401.5	8.9	1079.7	55.6	44.5	0.5	45.9	0.1		2.7	2417.411
吉林	437.6	3.4	1810	166.9	57.7		38.1	0.3		3.6	3908.009 5
黑龙江	1130	83	939.5	693.5	105		46	39.3		96	3723.252 5
上海	89.5	8	2.6	2.7	0.8	0.2	7.4		13.5		90.107 5
江苏	1673.2	687.7	216.6	93.8	69.3	50.3	238.4	0.4	28.9	0.3	2802.159
浙江	686.9	19	22.5	41	54.6	2.3	48.8	0.1	106		719.34
安徽	1292.1	790.1	320.8	119.3	156.4	41.2	299.7	3.3	25		2990.836 5
福建	545.6	1.9	12.7	24.7	149.2		27.8		102		602.929 5
江西	1579.4	2.9	4.8	23.8	50.9	8.5	74.5	1.3	85.7		1321.337
山东	90.6	1584.5	1499.2	76.2	245.9	109.8	369.7	0.6			5222.529

续表

地区	农 作 物 产 量										生物质资源量
	稻谷	小麦	玉米	豆类	薯类	棉花	油料	麻类	甘蔗	甜菜	
河 南	358.2	2480.9	1050	118	204	66.7	408.7	3.7	22.3		5291.422
湖 北	1501.7	176.3	179.1	65.8	161.2	39.5	314.4	5.1	46.3		2338.242
湖 南	2285.5	14.6	126.6	56.4	146.7	20.3	139.6	13.6	111		2308.699
广 东	1123.1	1.7	56.1	24	180.3		77.5	0.2	1110		1213.221
广 西	1123.4	1.9	176.1	37.4	58.2	0.1	58.3	1.1	5004		1438.213
海 南	147.2		4.7	2.9	35.3		9.1	0.1	418		169.592 5
重 庆	509.5	78.4	227.8	38.1	278.2		41.8	1	11.8		1169.351 5
四 川	1519.7	415.7	557.4	121.6	462.1	3.3	226.3	6.1	146	0.2	3308.607
贵 州	477	76.8	333.9	40.6	210.3	0.1	82.7	0.2	65.8		1352.439
云 南	639.4	121.7	425.7	61.3	191.4		33.4	13.7	1689	0.3	1662.397 5
西 藏	0.6	26.1	1.6	3.1	3.4		5.4				39.951 5
陕 西	87	410.3	407	38.8	83.2	8.2	46.1	0.1	0.3	0.4	1338.736
甘 肃	3.9	272.3	245	38	170.8	11	48.5	1.1		15.9	961.143
青 海		37.1	1.2	10.8	29		28.9				116.67
宁 夏	52.5	80.4	117.7	8.3	26.4		13.8				367.432 5
新 疆	39.3	352.7	361.5	20.5	9.5	178.3	44.5	13.6		344.2	1572.645 5

2.1.3 农作物秸秆资源组成

水稻、玉米和小麦是我国的三种主要农作物。农作物秸秆资源组成中，玉米所产生的农作物秸秆资源所占比例最多，2003年农作物秸秆资源中玉米秸秆达到36.9%，其次是稻谷和小麦，分别为25.6%和13.8%，如图5.2-1所示。

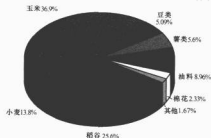


图 5.2-1 2003 年农作物秸秆资源组成

2.1.4 农作物秸秆资源季节分布

农作物秸秆在时间上的分布主要根据农作物收获季节估计，按夏粮（5~6月）、早稻（7月）、秋粮（9~10月）分，1999年相应月份产生的农作物秸秆总量分别为11 850、4097、34 892 万 t。农作物秸秆的产生主要集中在9~10月秋收期间，此时我国大部分地区晴多雨少，非常适合农作物秸秆的收集、储存、运输与利用。农作物秸秆资源的季节分布见图5.2-2。

2.1.5 农作物秸秆资源的使用流向

农村是秸秆消费的主要地区，农村生活用能是秸秆消耗的主要途径。1980年的农村生活用能结构中秸秆约占50%。从目前我国秸秆的使用流向（见图5.2-3）可以看出，1998年生物质秸秆资源总量为6亿t左右，收集过程中的损失以及用于还田的秸秆资源约占资源总量的15%，24%的秸秆用作牲畜饲料，少量用于工业应用，还有大约60%的生物质秸秆资源，至少3.6亿t可以作为能源使用。

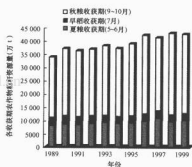


图 5.2-2 农作物秸秆资源的季节分布

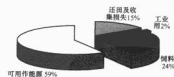


图 5.2-3 1998 年我国秸秆的使用流向

2.2 林业生物质资源

2.2.1 林业生物质资源量估算

某地域范围内的林业生物质资源量来源主要有以下三个方面：

(1) 森林采伐和木材加工的剩余物，按原木产量的1/3估算。

(2) 薪炭林、用材林、防护林、灌木林、疏林的收集或育林剪枝，按林地面积统计产柴量。

(3) 四旁树（河旁、路旁、村旁、田旁的树木）的剪枝，按树木株数统计产柴量。

林业生物质资源量估算公式为

统计地域范围内的薪柴资源总量 = (年原木产量 × 1/3) +

(各林种林木种植面积×单位面积产柴量×取柴系数) +
(四旁树株数×每株一年产柴量×取柴系数) (5.2-2)

林业生物物质资源估算中的林种、地区与取柴系数、产柴率见表 5.2-10。

表 5.2-10 林业生物物质资源估算中的林种、地区与取柴系数、产柴率

林种	南方地区		平原地带		北方地区	
	取柴系数	产柴率 (kg/hm ²)	取柴系数	产柴率 (kg/hm ²)	取柴系数	产柴率 (kg/hm ²)
薪炭林	1.0	7500	1.0	7500	1.0	3750
用材林	0.5	750	0.7	750	0.2	600
防护林	0.2	375	0.5	375	0.2	375
灌木林	0.5	750	0.7	750	0.3	750
疏林	0.5	1200	0.7	1200	0.3	1200
四旁树	1.0	2kg/株	1.0	2kg/株	1.0	2kg/株

新中国成立以来,我国在造林绿化方面也取得了较大进展。造林面积不断增加,生态环境有所改善,主要林产品产

量大幅度增加。从 1978 年开始,为加快改善我国生态环境的步伐,国家相继实施了“三北”、“长防”、“沿海”、“防沙治沙”等十大重点林业工程。目前,全国人工造林保存面积已达 3426 万 hm² 以上,居世界第一位。森林覆盖率由“三五”期间的 12% 提高到“八五”期间的 13.92%。全国已有 12 个省(区)基本消灭了宜林荒山荒地。

2.2.2 林种结构的合理调整

为适应市场经济发展的需求,我国的林种、树种结构得到了较大调整。在我国有林地面积中,按林种分为用材林、防护林、经济林、薪炭林和特用林。随着造林绿化工作的进一步拓展,我国森林工业也发展迅速,产量迅猛增长,品种不断丰富,基本上满足了国民经济发展的需要。

我国第三、四、五次森林资源清查林业资源总量分别见表 5.2-11、表 5.2-12 和表 5.2-13 (表中数据均由中国林业科学数据中心森林资源数据整理而来)。

根据我国第五次森林资源清查林业资源总量,利用林业生物物质资源估算公式,估算得到的我国第六次森林资源清查林业生物物质资源地区分布的结果见表 5.2-14。

表 5.2-11 我国第三次森林资源清查林业资源总量

地 区	林 地					经济林 (百 hm ²)	疏 林 (百 hm ²)	四旁树 (株)	生物物质资源 (万 t)
	总计 (百 hm ²)	用材林 (百 hm ²)	防护林 (百 hm ²)	薪炭林 (百 hm ²)	特用林 (百 hm ²)				
全 国	1 021 888					137 573	196 365	223 7748	5530
北 京	1311	577	547	45	142	842	275	0	4.518 15
天 津	362	4	354	0	4	261	38	1055	0.606 061
河 北	12 353	8669	2736	836	112	7755	3396	20 184	61.934 687
山 西	8877	7267	1439	43	128	1051	5055	0	30.494 4
内 蒙 古	129 433	117 731	3975	1007	6720	8931	11 546	27 938	235.330 39
辽 宁	276 96	23 640	2419	1500	137	11 693	2432	0	104.059 95
吉 林	61 882	50 757	8163	151	2811	431	4416	1 571 243	91.336 499
黑 龙 江	155 521	141 132	4466	2302	7621	631	16 930	0	326.169 9
上 海	22	6	16	0	0	41	0	0	0.111 75
江 苏	2177	1376	623	116	62	1454	192	747 41	16.323 398
浙 江	28 462	27 397	581	218	266	7066	6192	0	147.180 45
安 徽	17 645	13 435	3952	171	87	3196	2430	6330	77.551 266
福 建	38 284	33 806	2239	1926	313	5658	9342	3127	311.017 08
江 西	43 568	35 557	1919	5772	320	11 061	14 213	8482	627.172 25
山 东	7300	2272	4728	260	40	8660	2424	58 203	47.006 791
河 南	12 357	7495	3412	1173	277	3284	2554	136 134	130.508 63
湖 北	32 181	23 999	3861	4076	245	5118	4891	0	420.350 1
湖 南	38 108	33 080	1602	3010	416	24 209	9095	0	402.044 25
广 东	40 247	36 409	1487	2159	192	5228	8827	0	335.308 2
广 西	42 624	35 184	6672	720	48	8106	9936	0	232.919 1
海 南	5448	4152	1032	96	168	3144	432	0	28.611 45
四 川	98 385	62 897	33 821	128	1539	6915	29 002	243 193	380.795 59
贵 州	19 552	14 724	2302	2094	432	2158	8953	0	252.195 3
云 南	85 933	60 407	16 026	3694	5806	5902	27 049	5410	617.399 73
西 藏	31 141	196 21	3856	7664	0	0	3887	700	327.830 54
陕 西	43 466	26 610	11 866	4158	832	3231	2814	0	209.934 15
甘 肃	19 502	10 088	7872	215	1327	785	3655	68 748	40.827 85
青 海	2603	275	2305	0	23	60	907	12 260	5.388 652
宁 夏	1073	153	913	2	5	110	113	0	1.436 4
新 疆	14 375	1994	10 389	902	1090	592	5069	49 291	63.529 308

表 5.2-12

我国第四次森林资源清查林业资源总量

地 区	天然林地					人工林地					经济林 (百 hm ²)	疏林 (百 hm ²)	四旁树 (株)	生物质 量(万 t)
	总计 (百 hm ²)	用材林 (百 hm ²)	防护林 (百 hm ²)	薪炭林 (百 hm ²)	特用林 (百 hm ²)	总计 (百 hm ²)	用材林 (百 hm ²)	防护林 (百 hm ²)	薪炭林 (百 hm ²)	特用林 (百 hm ²)				
全 国	872 654	674 100	130 037	36 826	31 691	213 729	175 186	30 693	6060	1790	160 988		25 387 993	6256
北 京	751	255	453	0	43	704	159	350	74	121	1216	352	1889	6.176 628
天 津	41	0	33	0	8	416	16	376	0	24	401	12	1425	0.694 185
河 北	8398	5774	967	1624	33	6852	3912	2460	386	94	9556	2930	16 409	107.382
山 西	7645	5927	1494	104	120	3323	2355	960	0	8	1724	4506	66 317	33.302 76
内 蒙 古	118 627	107 466	2127	2229	6805	13 369	10 346	2875	0	148	8661	11 007	36 156	280.056 3
辽 宁	15 386	9416	2702	2880	388	11 741	7996	2391	1183	171	12 059	2663	9242	196.128 8
吉 林	53 027	45 543	4602	236	2646	10 019	7009	2897	0	113	423	4329	3457	95.508 24
黑龙江	146 255	138 204	1894	712	5445	14 831	12 449	2136	65	181	534	12 105	0	261.141 6
上 海	0					31	0	26	0	5	93	0	3959	0.424 542
江 苏	150	114	22	14	0	2144	1292	684	92	76	1608	192	69 061	15.044 56
浙 江	20 907	19 818	533	266	290	8693	8429	216	48	0	9061	4929	19 620	161.039 4
安 徽	11 531	7311	495	3619	106	8191	7348	700	107	36	4105	3028	48 405	360.397 4
福 建	28 627	24 440	2286	1299	602	18 136	16 141	817	1154	24	7914	5556	19 909	375.365 6
江 西	38 992	30 842	2398	5528	224	11 465	10 646	160	579	80	11 304	11 655	11 200	691.619 2
山 东	800	16	736	48	0	5616	1584	3664	336	32	9872	1920	88 442	58.139 69
河 南	9034	5559	2506	743	226	4071	2786	625	580	80	4293	2783	129 706	157.224 4
湖 北	26 301	19 011	2790	4040	460	7002	6160	564	249	29	5009	4370	5908	448.389 4
湖 南	28 055	23 924	1761	2114	256	13 703	13 031	192	384	96	22 672	8230	19 093	380.800 6
广 东	31 562	27 725	1343	2254	240	21 637	20 197	864	576	0	8682	5085	1 491 479	441.605
广 西	36 067	26 126	8500	1297	144	11 857	11 761	96	0	0	9892	5474	57 033	285.273 2
海 南	3477	1930	1103	72	372	2580	2220	288	12	60	4498	624	48 354	34.402 42
四 川	85 315	50 705	33 005	129	1476	18 149	163 85	1636	0	128	8398	27 401	255 527	456.276 9
贵 州	17 153	11 605	2686	2190	672	4798	4686	32	0	80	3485	8441	12 640	284.890 8
云 南	81 804	53 400	17 704	4462	6238	4224	3792	288	48	96	6766	31 619	19 450	763.296 1
西 藏	39 627	26 243	13 094	72	218	1	1	0	0	0	10	2493	913	53.159 28
陕 西	39 787	24 243	10 522	4158	864	3584	2592	800	160	32	5917	3678	8835	220.970 8
甘 肃	13 806	6730	4847	36	2193	3636	1290	2305	0	41	2044	4006	54 768	33.979 05
青 海	2261	192	2045	0	24	204	140	64	0	0	36	1158	13 144	6.196 579
宁 夏	324	4	4	0	316	508	116	384	0	8	188	464	11 866	2.491 773
新 疆	10 245	1578	7385	0	1282	2244	348	1842	27	27	567	9257	32 496	44.982 65
四川、云南省	167 119	104 105	50 709	4591	7714	22 373	20 177	1924	48	224	15 164	59 020	274 977	
东北、内蒙古	317 909	291 213	8623	3177	14 896	38 219	29 804	7908	65	442	9618	27 441	39 613	
南方集体十省(区)	239 372	192 732	23 895	19 379	3366	108 062	100 619	3929	3109	605	86 622	57 352	1 715 731	

表 5.2-13

我国第五次森林资源清查林业资源总量

地 区	天然林地					人工林地					经济林 (百 hm ²)	疏林 (百 hm ²)	四旁树 (株)	生物质 量(万 t)
	总计 (百 hm ²)	用材林 (百 hm ²)	防护林 (百 hm ²)	薪炭林 (百 hm ²)	特用林 (百 hm ²)	总计 (百 hm ²)	用材林 (百 hm ²)	防护林 (百 hm ²)	薪炭林 (百 hm ²)	特用林 (百 hm ²)				
全 国	1 000 552	752 442	172 179	35 810	37 421	291 442	241 508	41 668	6007	2259	202 221	71 950	806 628	5712
北 京	1007	200	738	16	53	1058	134	657	86	181	1309	53	1250	6.620 35
天 津	37	0	33	0	4	392	12	256	0	24	429	20	440	0.645 988
河 北	11 228	6498	2801	1897	32	8643	5173	2908	482	80	13 742	917	14 800	121.194 1
山 西	10 056	7547	2051	158	300	4652	3306	1330	0	16	3634	1833	66 817	31.059 01
内 蒙 古	122 827	110 838	1974	2896	7119	16 203	12 125	3978	23	77	8455	4848	38 433	290.679 6
辽 宁	16 507	10 580	3277	1989	661	14 921	9351	2914	2469	160	13 677	821	5040	209.565 6
吉 林	56 560	48 298	4559	278	3425	13 432	9423	3822	64	123	706	1939	1920	98.547 23

续表

地 区	天然林地					人工林地					经济林 (百 hm ²)	疏林 (百 hm ²)	四旁树 (株)	生物资源 (万吨)
	总计 (百 hm ²)	用材林 (百 hm ²)	防护林 (百 hm ²)	薪炭林 (百 hm ²)	特用林 (百 hm ²)	总计 (百 hm ²)	用材林 (百 hm ²)	防护林 (百 hm ²)	薪炭林 (百 hm ²)	特用林 (百 hm ²)				
黑龙江	156 479	148 566	1896	448	5569	190 82	166 90	2178	0	214	470	3744	1550	236 331.2
上 海	0					37	33	4	0	0	158	0	4258	0.480 102
江 苏	216	168	30	18	0	1952	1210	586	76	80	2226	84	559 05	13.373 18
浙 江	842	0	481	361	0	10 622	103 82	192	24	24	10 995	1688	969	80.127 94
安 徽	686			545	141	10 744	10 038	601	91	44	5809	1289	33 894	101.919
福 建	6400		6015	385		23 786	20 950	1971	553	312	10 344	1828	1978	170.461 1
江 西	8257		2624	5633		19 267	17 859	896	448	64	13 635	4417	15 963	559.997 4
山 东	944	32	880	32	0	5312	1136	4064	80	32	12 896	1504	33 120	35.768 87
河 南	9592	5991	2875	419	307	5385	4048	805	452	80	5730	1340	53 500	123.744 2
湖 北	31 453	23 613	3840	3520	480	8448	7552	576	320	0	7071	1952	7870	424.551 8
湖 南	35 614	31 771	2178	1409	256	20 267	19 627	512	64	64	21 616	3234	16 300	330.185 5
广 东	37 124	32 039	2830	1967	288	30 754	28 256	2064	384	48	9786	1871	3550	433.8
广 西	43 091	29 976	10 329	2594	192	19 984	19 648	288	0	48	16 093	1393	83 060	404.496 9
海 南	5156	11	4569	0	576	3012	2328	0	660	24	5109	156	1400	75.154 03
四 川	97 427	56 094	39 098	337	1898	22 345	19 844	2357	48	96	9639	11 738	224 022	420.533 8
贵 州	21 535	13 871	3266	3394	1024	8644	8068	352	64	160	5988	3523	12 930	373.692 6
云 南	109 444	67 509	28 692	5950	7293	8684	7436	960	96	192	9458	9980	23 978	826.722 3
西 藏	40 804	25 676	14 850	88	190	1	0	1	0	0	10	1043	8662	49.155 98
陕 西	42 985	25 905	11 450	4126	1504	6271	4703	1408	128	32	9499	2239	4370	222.235 6
甘 肃	15 081	6681	5929	50	2421	4136	1488	2607	0	41	2524	2158	43 458	29.596 79
青 海	2784	88	2552	0	144	268	172	92	0	4	36	683	21 554	4.896 111
宁 夏	420	8	168	0	244	596	228	360	0	8	448	192	830	1.895 566
新 疆	14 684	1887	11 322	0	1475	2514	319	2140	28	27	639	5463	30 627	35.072 38
国有林九省(区)	618 271	465 866	107 472	14 085	30 848	92 935	72 200	19 542	387	806	41 516	42 792	384 092	
东北、内蒙古	335 866	307 702	8429	3622	16 113	48 717	38 238	9978	87	414	9631	10 531	35 903	
南方十省(区)	291 470	229 876	37 004	19 808	4782	155 558	144 710	8112	1948	788	106 446	21 351	177 914	
其他少林十省(市、区)	50 007	31 024	12 853	4529	1601	42 948	24 598	14 013	3672	665	54 249	6764	235 960	

表 5.2-14 我国第六次森林资源清查林业资源总量

地 区	林业用地面积 (万 hm ²)	森林面积 (万 hm ²)	人工林面积 (万 hm ²)	森林覆盖率 (%)	活立木总蓄积量 (万 m ³)	森林蓄积量 (万 m ³)
全 国	28 492.56	17 490.92	5364.99	18.21	1 361 810.00	1 245 584.58
北 京	97.29	37.88	27.08	21.26	1176.36	840.70
天 津	13.44	9.35	8.99	8.14	234.18	140.35
河 北	624.55	328.83	179.48	17.69	8657.98	6509.92
山 西	690.94	208.19	99.19	13.29	7309.34	6199.93
内 蒙 古	4403.61	2050.67	241.29	17.70	128 806.70	110 153.15
辽 宁	634.39	480.53	267.60	32.97	18 546.33	17 476.57
吉 林	805.57	720.12	148.22	38.13	85 359.17	81 845.51
黑 龙 江	2028.50	1797.50	172.63	39.54	150 153.09	137 502.31
上 海	2.25	1.89	1.89	3.17	233.63	33.24
江 苏	99.88	77.41	74.17	7.54	4073.18	2285.27
浙 江	654.79	553.92	255.63	54.41	13 846.75	11 535.85
安 徽	412.32	331.99	185.51	24.03	12 667.41	10 371.90
福 建	908.07	764.94	356.98	62.96	49 871.38	44 357.36
江 西	1044.69	931.39	275.25	55.86	37 435.19	32 505.20

续表

地区	林业用地面积 (万 hm^2)	森林面积 (万 hm^2)	人工林面积 (万 hm^2)	森林覆盖率 (%)	活立木总蓄积量 (万 m^3)	森林蓄积量 (万 m^3)
山东	284.64	204.64	194.40	13.44	5819.42	3201.65
河南	456.41	270.30	161.11	16.19	13 370.51	8404.64
湖北	766.00	497.55	145.90	26.77	17 518.13	15 406.64
湖南	1171.42	860.79	390.39	40.63	30 211.67	26 534.46
广东	1048.14	827.00	440.83	46.49	29 703.35	28 365.63
广西	1366.22	983.83	449.62	41.41	40 287.06	36 477.26
海南	194.47	166.66	109.10	48.87	7863.61	7195.16
重庆	366.84	183.18	62.87	22.25	10 580.49	8441.08
四川	2266.02	1464.34	343.29	30.27	158 216.65	149 543.36
贵州	761.83	420.47	183.50	23.83	21 022.16	17 795.72
云南	2424.76	1560.03	251.45	40.77	154 759.40	139 929.16
西藏	1657.89	1389.61	2.76	11.31	229 448.04	226 606.41
陕西	1071.78	670.39	169.21	32.55	33 422.35	30 775.77
甘肃	745.55	299.63	67.32	6.66	19 542.61	17 504.33
青海	556.28	317.20	4.36	4.40	4101.39	3592.62
宁夏	115.34	40.36	9.81	6.08	478.39	392.85
新疆	608.46	484.07	45.90	2.94	31 419.68	28 039.68

注 全国总计数包括台湾省和香港、澳门特别行政区数据。

根据我国第三、四、五、六次森林资源清查林业资源总量,利用林业生物质资源估算公式,估算得到的我国第三、四、五、六次森林资源清查林业生物质资源总量见表 5.2-15。根据估算结果,到第六次森林资源清查结束,我国薪炭资源量达 87 500 万 t,折合标准煤 50 012 万 t(薪炭低位热值取 16 747 kJ/kg;标准煤热值取 29 300 kJ/kg)。

表 5.2-15 我国的林业生物质资源总量

次数	年份	森林面积 (亿 hm^2)	森林覆盖率 (%)	可收集生物质资源总量 (万 t)
1	1973~1976		12.70	
2	1977~1981		12.00	
3	1984~1988	1.246 5	12.98	5530
4	1989~1993	1.3	13.92	6256
5	1994~1998	1.589 4	16.55	5712(森林面积降低)
6	1999~2003	1.75	18.21	7830(估算)

2.3 城市生活垃圾资源

城市垃圾是指城市区域内人们日常生产和生活中产生的固体废物弃物,包括居民生活垃圾、公共场所和街道清扫垃圾、

医院生活垃圾以及商业生活垃圾。随着技术的进步和人类需求的演变,垃圾有可能成为适合人类某种需求的资源。因此,从资源学的角度讲,垃圾是一种总量在不断增长的资源。

2.3.1 城市生活垃圾资源数量

近几十年来,随着工农业生产的发展和人民生活水平的提高,城市生活垃圾的排放量越来越大,全世界每年产生生活垃圾约 450 亿 t,且以每年平均 8%~9%的增长率递增。西方发达国家大致以每年平均 2%~5%的增长率递增。近年来,我国垃圾产出量在迅速增加,截止到 2004 年,我国垃圾清运量已经达到 15 509.3 万 t,历年积存垃圾超过 60 亿 t。按年增长率 7%计算,到 2010 年,我国垃圾资源总量将达到 2.3 亿 t。

各地区城市生活垃圾总量与该地区的人口数量增长、城市规模、数量等因素有关。以 2004 年各地区垃圾清运量为例,面积大、人口多、城市化规模大的地区,其垃圾的绝对产量就高,如垃圾绝对产量最大的三个省份分别是广东、山东、黑龙江。北京、上海城市生活垃圾产生量分别占到全国垃圾总产生量的 3.17%、3.93%,此类直辖市或省会城市在垃圾产生方面占有重大比例。

历年我国各地区城市垃圾清运情况及资源量地区分布分别见表 5.2-16 和表 5.2-17。

表 5.2-16 历年各地区城市垃圾清运情况

地区	生活垃圾清运量(万 t)								
	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
全 国	10 825.40	10 981.92	11 301.81	11 415.19	11 818.88	13 470.4	13 650	14 856.5	15 509.3
增长率(%)		1.45	2.91	1.00	3.54	13.99	1.34	8.83	4.4
年均增长率(%)									4.68
北 京	445.00	444.80	444.60	449.50	244.39	303	321.4	454.5	491
天 津	185.27	198.40	2707.70	211.30	224.60	218.6	162.5	171.8	181.6
河 北	512.19	540.53	547.61	544.99	563.11	665.2	681.7	713.1	741

续表

地 区	生活垃圾清运总量 (万 t)								
	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
山 西	333.56	329.54	335.20	365.38	575.72	619.2	871.9	601.5	592.4
内蒙古	343.79	380.38	326.77	312.54	310.69	332.6	379.8	391.5	329.2
辽 宁	916.79	835.05	872.56	878.91	837.96	767.5	774.4	791	778.8
吉 林	550.74	572.19	612.45	646.47	640.68	626.6	619.8	580.6	571.8
黑龙江	944.80	1008.28	942.03	943.82	917.56	1150.6	1007.3	1042.9	1059.7
上 海	419.42	453.80	470.00	499.80	523.89	526.5	376.9	585.3	609.7
江 苏	425.80	478.50	485.50	505.06	515.15	633.9	723.2	774.5	817.7
浙 江	411.50	372.74	401.66	413.87	436.42	515.9	576	674.7	705.2
安 徽	257.35	294.32	308.83	327.31	327.47	361.1	357.9	406.8	466.8
福 建	164.39	184.85	219.00	230.44	216.97	232.2	251	265.4	290.5
江 西	177.49	175.76	162.68	175.51	197.37	213.2	205	236.6	258.7
山 东	535.35	593.63	647.95	711.70	767.54	788.4	889.9	1182.9	1242.8
河 南	454.02	477.78	499.60	535.83	551.74	575	607.5	651.2	681.5
湖 北	747.71	697.64	713.17	599.29	650.57	731.9	760	813.4	891.3
湖 南	270.98	294.07	302.96	316.82	358.46	1048.3	459.4	443.9	488.9
广 东	900.09	792.57	915.26	840.65	879.06	1076.8	1315.5	1447	1561.5
广 西	178.64	199.47	198.24	171.73	175.11	169.9	195.5	225.3	228.7
海 南	68.79	100.72	73.31	67.28	70.66	70.2	73.5	85.4	82.2
重 庆		146.54	157.92	144.20	173.30	164.6	211.7	215.3	237.2
四 川	534.33	391.58	392.42	360.22	373.44	433.6	471.1	544.1	579.9
贵 州	93.32	115.80	105.54	120.35	248.35	163.5	173.7	187.1	202.5
云 南	92.25	99.63	108.40	147.47	152.28	167.6	174.6	197.6	200.1
西 藏	19.30	20.66	16.40	29.10	33.26	20.1		38	38
陕 西	168.61	183.30	189.65	204.92	224.15	249.1	277.4	350.7	350.2
甘 肃	222.77	221.46	224.18	223.62	187.96	199	232.5	275.8	292.1
青 海	180.00	68.70	89.30	92.30	95.70	75.8	79	55.9	57.7
宁 夏	59.50	68.52	71.14	77.45	76.08	91.9	99.4	118.8	135.3
新 疆	211.65	240.71	259.78	267.36	259.24	278.6	321.4	333.9	345.3

表 5.2-17 城市垃圾资源量地区分布 (2004 年)

地 区	垃圾清运量 (万 t)	排序	地 区	垃圾清运量 (万 t)	排序
全 国	15 509.3		河 南	681.5	9
北 京	491	14	湖 北	891.3	4
天 津	181.6	27	湖 南	488.9	15
河 北	741	7	广 东	1561.5	1
山 西	592.4	11	广 西	228.7	24
内 蒙 古	329.2	19	海 南	82.2	29
辽 宁	778.8	6	重 庆	237.2	23
吉 林	571.8	13	四 川	579.9	12
黑龙江	1059.7	3	贵 州	202.5	25
上 海	609.7	10	云 南	200.1	26
江 苏	817.7	5	西 藏	38	31
浙 江	705.2	8	陕 西	350.2	17
安 徽	466.8	16	甘 肃	292.1	20
福 建	290.5	21	青 海	57.7	30
江 西	258.7	22	宁 夏	135.3	28
山 东	1242.8	2	新 疆	345.3	18

2.3.2 城市生活垃圾资源组成

城市生活垃圾中通常含有厨余垃圾、纸制品、纺织品、塑料、橡胶、植物垃圾、玻璃类、金属类、灰渣类等。典型的城市生活垃圾资源分类及成分见表 5.2-18。

表 5.2-18 城市生活垃圾资源分类及成分

城市生活垃圾分类	具 体 成 分
厨余垃圾	脂肪、混合食物废弃物、水果皮、肉类废弃物等
纸制品	卡片纸、杂志、白报纸、混合废纸、浸蜡纸、板箱等
纺织品	废布、废纤维制品等
塑料	混合废塑料、聚乙烯、聚苯乙烯、聚氨酯、聚乙烯氧化物等
橡胶	废轮胎等
植物垃圾	花园修建垃圾、木材、坚硬木材、混合木材等
玻璃类	玻璃瓶、玻璃器皿等
金属类	矿石、易拉罐、黑色金属、有色金属等
灰渣	砖瓦、沙土等
其他	办公室清扫垃圾、工业废弃物等

一般来说,中国传统的城市垃圾主要由灰土、砖瓦、纸类、织物、玻璃、金属、木竹、食品等类废弃物组成,其特点是垃圾可燃物质含量低、高热值物质少、垃圾热值较低、有机垃圾多且含水量高。我国地域广阔,各地生活习俗、生活水平差异很大,因此城市垃圾组成的地区差异也很大。中小城市垃圾的有机质含量大多在2%左右,一些大城市的垃圾有机质含量可高达8%以上。在有机成分中,以生物与厨房垃圾所占比例为大,纸张较少。因在有机类垃圾中,以厨房垃圾为主,故垃圾含水量高。同时,垃圾部分采用露天容器收集,一旦下雨,垃圾被雨水淋湿,其含水量也会增高。就无机成分而言,过去全国大多数城市,尤其是中小城市以煤为主要燃料,垃圾中煤渣、土沙等无机物含量高。因此,在无机成分中,以灰土砖石为主,玻璃、金属等含量很低。

近年来,随着人口的增长、改革开放的不断深入,以及经济迅速发展和消费类型的变化,一些城市垃圾的成分发生了显著变化,突出表现在:

(1) 有机物增加,其含量接近1/3甚至更高,食品类废弃物是有机物的主要组成部分。

(2) 垃圾视相对密度迅速下降,易降解有机物含量高,可燃物增多,垃圾的热值呈上升趋势。

(3) 垃圾中可回收利用物(纸、塑料、玻璃、金属)迅速增多。

(4) 可利用价值增大。目前,中国城市垃圾中有机垃圾占60%~70%,塑料占8%~9%,玻璃占3%~5%,纸张占2%~3%。1991~1996年间,中国近百座城市垃圾中的塑料、纸类、织物、木竹类平均含量增加40%,其中以塑料的增加幅度最大,接近50%。因此,垃圾中的可燃物和可回收利用物明显增多,可利用价值增大。

(5) 城市煤气化率的提高和燃煤的减少,导致垃圾中煤渣和灰土成分明显减少,而且有有毒有害物逐渐增多。

城市生活垃圾是复杂混合物,其能量分散在各组分中,且各组分的蕴涵能量不一致。表5.2-19列出了典型城市生活垃圾的组分与工业分析,表5.2-20则给出了典型城市生活垃圾的含能分布与比例。

表 5.2-19 典型城市生活垃圾的组分与工业分析 %

组分与分析样品		厨余	塑橡	纤维	纸类	木竹	不可燃物	全样
工业分析	Mar	64.25	42.18	48.63	51.64	46.33	1.13	52.84
	Var	18.63	48.26	34.15	32.89	35.91		24.33
	FCar	12.73	8.68	8.56	7.79	9.16		18.45
	Aar	4.39	0.88	8.66	7.68	8.60	98.87	4.38
全样中的组分比例	质量比例	56.82	13.10	3.86	10.61	7.27	8.34	100.00
	干重比例	20.31	7.58	1.98	5.13	3.90		47.16

表 5.2-20 典型城市生活垃圾含能分布与比例

组分与分析样品		厨余	塑橡	纤维	纸类	木竹	全样
干 基 能 量 分 析	氧弹热值 (kJ/kg)	10 209.72	36 526.06	19 484.53	16 831.35	17 958.02	6791.86
	含量 (kJ/kg)	2073.59	2768.67	385.79	863.45	700.36	6791.86
	含能比例 (%)	30.53	40.77	5.68	12.71	10.31	100.00

续表

组分与分析样品	厨余	塑橡	纤维	纸类	木竹	全样
组分中干重 (%)	35.75	57.82	51.37	48.36	53.67	47.16
高位热值 (kJ/kg)	3649.97	21 119.37	10 009.20	8139.64	9638.07	6791.86
低位热值 (kJ/kg)	1739.78	18 472.64	8174.88	6209.36	7929.35	5164.09
含低位能量 (kJ/kg)	988.54	2419.92	315.55	863.62	576.46	5164.09
含能比例 (%)	19.14	46.87	6.11	16.72	11.16	100.00

2.3.3 城市生活垃圾的热值

城市生活垃圾之所以能够成为一种可再生资源,是因为垃圾中混有可燃物。不同的垃圾成分有不同的含水率,其热值见表5.2-21。

表 5.2-21 各种有机生活垃圾的热值

垃圾成分	原始容量(kg/m ³)	含水率(%)	热值(kJ/kg)
食品垃圾	290	70	4584
废纸	80	6	16 832
废纸板	50	5	16 379
废塑料	65	2	32 727
纺织品	65	10	17 534
废橡胶	130	2	23 772
废皮革	160	10	7286
园林废物	105	60	6542

2.3.4 城市生活垃圾资源处理现状

现代城市垃圾处理的最基本目的是减量化、无害化和资源化。目前,国内外通常采用的垃圾处理方式有焚烧法、堆肥法、卫生填埋法以及分选法。其中,以焚烧法和卫生填埋法应用最为普遍,如图5.2-4所示。由于城市垃圾成分复杂,且受经济发展水平、能源结构、自然条件及传统习惯的影响,生活垃圾成分相差很大,具体处理情况见表5.2-22和表5.2-23。因此,对城市垃圾的处理一般随国情而不同,往往一个国家的各个城市也采取不同处理方式,很难统一。但最终都以无害化、资源化、减量化为处理标准。目前,中国城市垃圾无害化处理的主要方法有卫生填埋、高温堆肥和焚烧三种。

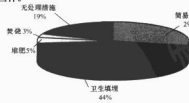


图 5.2-4 2004 年城市生活垃圾处理情况

表 5.2-22

全国各地区城市生活垃圾处理情况 (2004 年)

地 区	生活垃圾 清运量 (万 t)	无害化 处理量 (万 t)	卫生填埋			简 易 处理量 (万 t)	粪 便 清运量 (万 t)	粪 便 处理量 (万 t)	生活垃圾 无害化 处理率 (%)
			(万 t)	堆 肥 (万 t)	焚 烧 (万 t)				
全 国	15 509.3	8088.71	6888.9	730.01	449	4457.69	3576.3	2557.77	52.12
北 京	491	392.8	368.2	17.5	7.1		206	101	80.00
天 津	181.6	110.7	43.3	67.4		70.9	25.6	25.6	60.96
河 北	741	310.64	228.3	67.7	14.64	196.45	166	158.1	41.92
山 西	592.4	87	77.6	9.4		188.5	564.7	412.9	14.69
内 蒙 古	329.2	135.97	135.87		0.1	85.92	99.4	15	41.30
辽 宁	778.8	384.9	330.9	39.2	14.8	281.7	158.7	21.1	49.42
吉 林	571.8	300.4	270.37	10.95	19.08	182.1	111.1	66.2	52.54
黑 龙 江	1059.7	275.18	263.78	1.2	9.3	393.7	254.6	136.2	25.97
上 海	609.7	123.26	15.8	38.86	68.6	486.4	258.3	258.3	20.22
江 苏	817.7	743.7	694.5	31.3	17.9	37.5	388.6	351.9	90.95
浙 江	705.2	605.46	476.05		129.41	46.82	109.9	105.4	85.86
安 徽	466.8	119.15	102.65	6.2	10.3	203.49	43.4	32.6	25.52
福 建	290.5	235.81	193.95	16	9.8	39.96	42.6	38.1	81.17
江 西	258.7	126.1	126.1			118.3	20.1	16.2	48.74
山 东	1242.8	1069.25	796.3	264.55	4.9	120.26	162.6	157	86.04
河 南	681.5	376.87	280.92	87.5	8.45	227.42	88	36.55	55.30
湖 北	891.3	512.75	503.35	9.4		135.34	100.3	55.8	57.53
湖 南	488.9	159	159			244.14	66.5	61.1	32.52
广 东	1561.5	757.87	663.87		94	441.85	333.2	326.5	48.19
广 西	228.7	139.25	115.22	11.53	12.33	70.18	27	13.1	60.89
海 南	82.2	55.77	51.9	3.5	0.35	26.3	7.6	6.1	67.85
重 庆	237.2	116.36	116.36			120.14	75	62.42	49.06
四 川	579.9	259.76	206.24	27.92	25.3	123.1	73.8	2.6	44.79
贵 州	202.5	80.5	70.4	9.1	1	86	11.7	3.3	39.75
云 南	200.1	150.93	138.89	10.65	1.39	25.45	60.5	55.7	75.43
西 藏	38						0.7		
陕 西	350.2	127.8	127.8			166.85	18.1	1.9	36.49
甘 肃	292.1	113.08	113.08			143.04	58.5	30.8	38.71
青 海	57.7	55.05	55.05				25		95.41
宁 夏	135.3	39.6	39.6			11.55	10.1	3.1	29.27
新 疆	345.3	123.8	123.55		0.25	184.33	8.7	3.2	35.85

表 5.2-23

全国各地区城市生活垃圾清运和处理情况 (2003 年)

地 区	生活垃圾 清运量 (万 t)	无害化 处理量 (万 t)	卫生填埋			简 易 处理量 (万 t)	粪 便 清运量 (万 t)	粪 便 处理量 (万 t)	生活垃圾 无害化 处理率 (%)
			(万 t)	堆 肥 (万 t)	焚 烧 (万 t)				
全 国	14 856.5	7544.69	6403.98	716.75	369.94	4631.83	3474.9	2492.28	50.78
北 京	454.5	334.3	294.2	32	8.1	120.2	233.6	92.9	73.55
天 津	171.8	104.1	104.1			67	25.2	25.2	60.59
河 北	713.1	292.4	256.9	31.28	4.22	199.33	169.2	159.9	41.00
山 西	601.5	200.6	171.9	28.7		116.99	157.7	59	33.35
内 蒙 古	391.5	126.41	126.31		0.1	72.33	95	26.3	32.29
辽 宁	791	368.2	324.2	29.2	14.8	296.9	143.8	19.3	46.55
吉 林	580.6	284.12	273.17	10.95		211.15	113.8	64	48.94
黑 龙 江	1042.9	286.62	240.9	24.52	13	419.59	256.1	153.2	27.48

续表

地 区	生活垃圾 清运量 (万 t)	无害化 处理量 (万 t)	卫生填埋 (万 t)	堆 肥 (万 t)	焚 烧 (万 t)	简 易 处理量 (万 t)	粪 便 清运量 (万 t)	粪 便 处理量 (万 t)	生活垃圾 无 害 化 处理率 (%)
上 海	585.3	69.3	18.06	18.4	32.84	516	251.1	251.1	11.84
江 苏	774.5	694.98	655.78	22.6	16.6	34.98	405.5	365.9	89.73
浙 江	674.7	572.49	471.27		101.22	37.5	112.4	106.2	84.85
安 徽	406.8	147.07	117.8	14.47	0.8	143.45	44.7	32.2	36.15
福 建	265.4	203.59	181.04	12.75	9.8	54.59	33.3	27.8	76.71
江 西	236.6	117.01	117.01			109.47	19.7	17.7	49.45
山 东	1182.9	1020.41	733.21	277.45	9.75	108.34	151.5	150.1	86.26
河 南	651.2	423.84	289.59	126.95		157.19	85.6	50	65.09
湖 北	813.4	510.66	506.26	4.4		123.34	116.8	71.9	62.78
湖 南	443.9	100	100			328.75	64.1	61.2	22.53
广 东	1447	612.26	464.05		126.25	505.52	587.3	578.2	42.31
广 西	225.3	136.4	113.25	22.75	0.4	62.22	21	11.3	60.54
海 南	85.4	62.5	56.8	5.7		22.5	9.3	7.7	73.19
重 庆	215.3	31.48	27.1		4.38	181.64	57.9	46.8	14.62
四 川	544.1	236.47	190.69	19.22	24	116.38	77.6	4.2	43.46
贵 州	187.1	48.8	38.7	9.1	1	96.8	9.5	6.2	26.08
云 南	197.6	139.21	124.2	13.61	1.4	30.5	60.2	50	70.45
西 藏	38						0.7		
陕 西	350.7	135.15	135.15			173.28	16	1.9	38.54
甘 肃	275.8	96.66	96.66			134.73	97	50.48	35.05
青 海	55.9	47.9	47.9			3	43.3		85.69
宁 夏	118.8	36.2	23.5	12.7		15.6	7.6	1.1	30.47
新 疆	333.9	105.56	104.28		1.28	172.56	8.4	0.5	31.61

2.4 传统生物质资源量的潜力预测

2.4.1 农作物秸秆资源总量增长预测

对 1970~2000 年以来的农作物秸秆资源总量增长趋势进行分析可以发现, 1970~1989 年, 秸秆总量年平均增长都保持在 1.04% 以上; 1990~1999 年, 秸秆总量年平均增长 1.02%; 2000 年后, 国家政策及其他相关因素影响造成粮食减产, 导致秸秆总量下降, 但从中长期分析, 秸秆总量仍将保持增长势头。因此, 根据过去 30 年秸秆总量的年平均增长率, 取年平均增长率为 1.02%, 预测今后近 50 年的秸秆资源总量, 按总量的 60% 可用作能源估算可用作能源利用的资源量, 结果见表 5.2-24。

表 5.2-24 中长期农作物秸秆资源总量的增长预测

年 份	秸秆资源 总量 (万 t)	年平均 增长率 (10 年平均)	预测秸秆 资源总量 (万 t)	可用作能 源秸秆资 源总量 (万 t)	折合标准煤 (万 t 标准煤)
1970	21 989				
1979	32 303	1.04			
1980	32 348				
1989	48 624	1.04			
1990	48 624				
1999	59 906	1.02			
2000	54 999			33 000	16 894

续表

年 份	秸秆资源 总量 (万 t)	年平均 增长率 (10 年平均)	预测秸秆 资源总量 (万 t)	可用做能 源秸秆资 源总量 (万 t)	折合标准煤 (万 t 标准煤)
2010		1.02	74 486	44 692	22 880
2020		1.02	90 798	54 473	27 887
2030		1.02	110 682	66 409	34 000
2050		1.02	134 920	80 952	41 443

2.4.2 林业资源总量预测

根据我国《“十五”生态建设和环境保护重点专项规划》, 我国将继续实施长江上游和黄河上中游的天然林资源保护工程, 支持重点林区调整产业结构, 转产安置林业工人, 停止采伐现有的 3060 万 hm^2 天然林。由于森林工业产业的关闭和天然林的停止采伐, 近期我国薪材资源不可能按计算中的增加量增加, 以木质素为主的生物质能资源可获得量有限。天然林面积约占我国森林面积的 1/4, 因此, 对我国未来薪材资源的总量估算至少应该减去这一部分。

我国中长期薪材资源总量预测见表 5.2-25。

表 5.2-25 我国中长期薪材资源总量预测

预测年份	森林面积 (亿 hm^2)	森林覆盖率 (%)	薪材资源总量 (万 t)	折合标准煤 (万 t 标准煤)
2010	1.95	20.3	8729	4993

续表

预测年份	森林面积 (亿 hm^2)	森林覆盖率 (%)	薪材资源总量 (万 t)	折合标准煤 (万 t 标准煤)
2020	2.25	23.4	10 062	5755
2030	2.32	24.2	10 406	5952
2050	2.85	28	12 040	6889

2.4.3 城市生活垃圾资源总量预测

按年平均增长率 7% 计算, 预计到 2010 年, 我国生活垃圾清运量将达到 2.32 亿 t, 比 2000 年生活垃圾清运量翻一番; 到 2020 年, 我国生活垃圾清运量将达到 4.57 亿 t, 2030 年, 我国生活垃圾清运量将达到 8.98 亿 t, 而到 2050 年, 我国生活垃圾清运量将达到 34.76 亿 t。

表 5.2-26 我国中长期垃圾资源量预测

年份	生活垃圾 垃圾资源 (亿 t)	预测生活 垃圾资源 年增长率 (%)	预测生活 垃圾资源 总量 (亿 t)	折合标准煤 (万 t 标准煤)
1980	0.313 2			
1990	0.676 7			
2000	1.181 9			1691
2010		7	2.32	3326
2020		7	4.57	6551
2030		7	8.98	12 872
2050		7	34.76	49 827

3 中国的能源植物资源现状及潜力预测

3.1 能源植物的概念及特点

能源植物通常是指那些具有合成较高还原性氢的能力, 可产生接近石油成分和可替代石油使用的产品的植物, 以及富含油脂或糖分、淀粉的植物。目前发现数千种这类植物, 主要集中在夹竹桃科、大戟科、萝藦科、菊科、桃金娘科以及豆科等, 而且包括许多陆生植物和水生植物, 如含油植物、热带草类、谷类、甘蔗、木薯、藻类和海藻等。

能源植物光合作用效率高、生产发育快, 其能量利用和效率也较高, 因此它是可再生能源开发的重要资源对象。通过种植含有大量能源的植物, 并对这些植物进行加工转换而生产出电力、气体或液体燃料等二次能源, 称为生物能源。生物能源主要包括生物电能和生物燃料两大类。生物电能主要是通过种植快速生长的树和草类, 并利用这些植物来燃烧发电; 生物燃料则是通过种植淀粉类、糖类、油脂类等植物, 以获取的燃料乙醇、生物柴油等。生物能源既是可再生能源, 又是绿色能源 (即无污染或低污染能源)。在当前能源日益紧缺的形势下, 能源植物的发现, 无疑为人类解决能源危机提供了新的希望。更重要的是, 与其他能源相比, 能源植物作为未来的一种新能源, 其具有许多优点。

能源植物的特点主要体现在以下几个方面。

(1) 能源植物种类丰富、种植面积大、分布面积广、成本低廉、易于普及推广。我国幅员辽阔、地域跨度大, 能源植物资源种类丰富多样, 约有 3 万种能源植物。其中, 有经济价值的植物约 15 000 种, 具有能源开发价值的约 4000 种。我国还有大量荒山荒坡和盐碱地等未利用土地, 利用荒山荒坡和盐碱地、荒滩、沙地种植能源植物既不占用宝贵的

耕地资源, 又可提供大量的生产原料, 还有利于改善生态环境, 增加农民收入。

(2) 优越的环境性能。能源植物是新一代的绿色洁净能源, 在矿物能源给当今生态环境带来严重污染的情况下, 能源植物对保护环境十分有利。由于不含硫化物, 因此不会形成酸雨污染大气, 同时还可以通过生物分解避免对土壤、地下水的污染。种植能源植物, 不仅可以阻止土壤流失, 还可以重新建立新土壤层。

(3) 成本低廉。能源植物的分布面积广, 若能因地制宜地进行种植, 便能就地取木成油, 而不需勘探、钻井、采矿和提炼等过程, 也减少了长途运输、管道输送, 成本低廉, 易于普及推广。

(4) 可再生性。能源植物可以迅速生长, 能通过规模化种植, 保证产量, 而且是一种可再生的种植能源, 能有计划地种植和开发, 减少对传统能源资源的依赖, 保障能源供应, 稳定经济发展。

(5) 安全性。植物能源使用安全, 具有安全可靠的使用性能, 使用起来比核电等能源安全, 不会发生爆炸、泄漏等安全事故。

(6) 持续稳定性。开发能源植物, 将逐步加强世界各国在能源方面的独立性, 减少对石油市场的依赖, 可以在保障能源供应、稳定经济发展方面发挥积极作用。

(7) 能源植物的商业化利用可以为落后地区增加农民收入找到新途径。

3.2 能源植物的种类

3.2.1 按植物中所含主要生物质的化学类别划分

(1) 富含类似石油成分的能源植物。石油的主要成分是烃类, 如烷烃、环烷烃等。富含烃类的植物是植物能源的最佳来源, 提取含烃汁液, 可产生接近石油成分的燃料, 生产成本低、利用率高。如目前已发现的绿玉树、银胶菊、橡胶树和西蒙德木等。

(2) 富含碳水化合物的能源植物。这类能源植物又可以分为糖类能源植物、淀粉类能源植物和纤维类能源植物。糖类能源植物主要生产糖类原料, 经水解后可用于发酵法生产燃料乙醇, 如甘蔗、甜高粱、甜菜等; 淀粉类能源植物主要生产淀粉类原料, 经水解后可用于发酵法生产燃料乙醇, 如木薯、玉米、甘薯等; 纤维类能源植物如芒果、桉树等, 利用这些植物可得到燃料乙醇和燃气。

(3) 富含油脂的能源植物。这类植物既是人类食物的重要组成部分, 也是工业用途广泛的原料。世界上富含油脂的植物达万种以上, 我国有近千种, 其中有的含油率很高。产油植物大体有三类: ①大戟科植物, 含油大戟其植物油可制成为类似石油的燃料, 大戟科的巴豆属制成的液体燃料可供柴油机使用; ②豆科植物, 苦巴豆是其中一种, 美国加利福尼亚大学化学博士卡尔文在巴西发现, 在苦巴豆树干上钻个孔, 就能流出油来, 每个洞流油 3h, 就能得油 10~20L, 油可以直接在柴油机上使用; 据估计, 1hm² 的苦巴豆植物每年可生产油 50 桶; ③其他木本植物, 如油棕树、南洋油桐树、澳大利亚桉叶木棉等。

(4) 薪炭林。薪炭林以生产燃料为首要目的, 它是缓解农村能源短缺的重要措施。我国传统薪炭林的主要类型有栎类薪炭林、松类薪炭林、杨柳类薪炭林、豆科乔木薪炭林和灌木薪炭林等。目前, 我国薪炭林可以划分成五类类型。

1) 短轮期平茬采薪型 (纯薪型)。纯薪型是我国薪炭林基本的、主要的经营类型, 其特点是造林后 3~5 年为一个

轮伐周期。经营的基本目标就是生产薪柴,以满足经营者和社会需要(作商品薪柴)。

2) 材薪型。材薪型是以生产薪柴为主,兼生产少量用材的薪炭林。即在一块林地上,种植用材树和薪炭树两个树种,引、带配置,用材林占20%,薪炭林占80%。薪炭树实行短轮伐,平茬采薪;用材林仅作抚育性修枝采薪,促其成材,兼顾解决烧柴与用材的需要。

3) 薪草型。薪草型适于北方干旱或半干旱地区营造薪炭林。由于水、热条件有限,树木早期生长缓慢,当地又有发展畜牧业的习惯,因此实行灌木草带间作,增加牧草早期产量,将有利于畜牧业的发展,从而弥补树木早期生长缓慢的不足。

4) 薪柴经济型。薪柴经济型薪炭林以生产燃料为主要目的,在经营期内兼收果、核、种子、叶等食料或加工原料,以增加经济效益。所用树种有沙棘、山杏、桉树等。经过7~8年,树木老化,砍伐更新材,萌生更新,再度生长、结实,周而复始。

5) 头木育薪型。在路、沟、塘边栽植萌生力强的乔木,当长高后,距地面积约2.5m处,砍去树冠,萌发新枝,隔4~5年砍伐一次,获得较多薪柴,树干长成用材。头木育薪型树种有柳树、桉树、刺槐、铁刀木等。

3.2.2 按植物体的形态和生活环境划分

(1) 陆生植物。陆生植物是能源植物的主体。依照植物体的形态特征,陆生植物可分为木本植物和草本植物。木本植物大多是作为薪炭林植物,部分为油脂类植物。目前,国际和国内正在和已经研究利用的木本能源植物主要是油料植物,包括苦楝巴、续随子、绿玉树、三角戟、三叶橡胶树、麻风树、汉加树、白乳木、油桐、光皮树、油桐、藜藿巴树、乌柏、油桐等。几种重点开发的植物为麻风树、绿玉树、油桐、油桐、光皮树等。草本植物具有生长迅速、生活周期短等特点,因而更利于大面积种植,实现产业化。

(2) 水生植物。水生能源植物主要指一些特殊的藻类。从植物中提炼石油最让人鼓舞的前景之一来自对藻类的研究和开发。因为它们生长迅速、产量也高。如风信子,污水是这种植物的最好营养物。因此,种植风信子不仅可以净化水源,而且可以得到可燃气体。

目前全球开发利用的主要能源植物见表5.2-27。

表5.2-27 目前全球开发利用的主要能源植物

名称	形态	原产地	产量	成分	使用
苦楝巴	乔木	亚马逊河流域	50桶/hm ² 或10~20L/h	柴油	不经加工提炼
香槐	乔木	欧洲、美国	50桶/hm ²	汽油	稍经处理
海桐花	小乔木	菲律宾	50g/kg ²	汽油	加工
木槿	乔木	澳大利亚	0.1kg/kg ²	重油	干木加工
麻风树	乔木	中国	1.5~3t/hm ²	柴油	稍经处理
黄鼠草	草本	美国	1~6t/hm ²	石油	加工
桉树	乔木	澳大利亚	5桶/t ¹	汽油	水蒸气蒸馏
棕榈	乔木	热带雨林	10t/hm ²	可燃油	提炼

3.2.3 几种有开发潜力的能源植物

3.2.3.1 富含类似石油成分的能源植物

(1) 绿玉树。绿玉树别名光棍树。大戟科大戟属直立灌木或小乔木,株高可达10m以上,原产非洲。绿玉树茎干无分叉,光滑,呈圆柱状,无叶片,故又名“神仙棒”、“青珊瑚”,是较为奇异的观茎植物。枝条肉质,具白色乳汁,多

分枝,分枝呈圆柱形、光滑,生长季节具小叶。喜高温高湿,不耐寒,夏季生长迅速,喜光照,能耐半阴。绿玉树茎干中的白色乳汁中碳水化合物含量很高,可以制取石油。近年来,随着能源危机和人们在绿色植物中寻求能源工作的深入,绿玉树引起人们的极大兴趣,美国科学家认为,它是未来石油原料最有希望的候选者。此外,同属大戟科的乔木,如续随子、三角大戟等都是很有开发潜力的“石油”植物。

(2) 油桐。油桐别名科桐、脂树、蚌壳树、“柴油树”,属木料多年生热带常绿乔木。树干直立,株高达30m,胸径可达1.2m;树皮平滑灰褐色,分枝多,叶繁茂;果熟于8月下旬,果由青色转为黑褐色时便可采收。油桐适应性强,喜阳光充足、气温高,适应于赤(红)黄壤山地、微酸性、排水通气良好的环境,耐干旱,是我国热带地区用途十分广泛、经济价值高的珍贵稀有的植物。油桐浑身含有油液,当油桐树干长到12~15m高时即可出油。在树干上钻个5cm大小的孔,经过2~3h后,从孔中即可流出5~10L的淡黄色油液,一棵油桐树一年可产生柴油几十千克。这些油液不需加工就可放在柴油机内作燃料使用。如果把一棵树伐倒,树心部分的油液就会顺流而出,内有11种化合物,75%是无色透明的清谈芳香油,24%为棕色树脂类残渣。

(3) 黄鼠草。经专家测试,某些芳草也含有“石油”。美国加利福尼亚州生产一种分布广泛的杂草,由于黄鼠草等啮齿动物很害怕它的气味,故取名黄鼠草。黄鼠草可以提炼“石油”,大约每公顷这样的野草可提取“石油”1000千克;若经人工杂交种植,每公顷可提炼“石油”6000千克。目前,美国学者已发现了30多种富含油的野草,如乳草、蒲公英等。

(4) 芒属植物。在日本,专家发现了一种芳草类植物,分类上属于芒属植物,具有很强的光合作用能力,它就是一种理想的石油植物。这种植物生长迅速,一季就能长3m高,所以当地人称它为“象草”。象草对生长环境要求不高,从亚热带到温带的广阔地区到处都能生长,而且无须施用化肥,仅凭根茎上庞大的根系就能有效地吸取土壤中的养分,尤其值得一提的是其种植成本很低,还不到种油菜成本的1/3,可是变成石油所产生的能量却相当于用菜籽油提炼的生物柴油的2倍。就产量而言,一公顷平均每年可收获、提炼12t“生物石油”,比其他任何能源植物都高产。同时,由于这种芒属植物收割时植株比较干燥,所以提炼石油的转化率也很高。

(5) 藻类。在美国西海岸附近的海域中,生长着一种巨型海藻,一昼夜可长60cm,其含油量很高。从植物中提炼石油最让人鼓舞的前景之一来自对藻类的研究和开发。因为它们生长迅速、产量也高。如在淡水中生存的一种丛粒藻,它们简直就是产油机,能够直接排出液态燃油。

3.2.3.2 富含碳水化合物的能源植物

(1) 番薯。番薯又名甘薯、白薯、红薯、地瓜、红苕,属旋花科,一年生蔓性草本,原产美洲热带,主产区在北纬40°以南,我国各地广为栽培,在热带地区为多年生草本,北方为一年生草本。番薯是一种高产的作物,其适应性强、抗旱、耐碱、抗逆性强,适种于肥沃而排水良好的砂质壤土,喜温暖、多光而不耐霜冻,是一种易于保收的作物。番薯薯块中含有大量的淀粉和多种维生素,淀粉含量变动一般在30%~60%,可溶性糖含量在13%~42%左右。番薯块根供食用,也可加工成淀粉或酒精;根、茎、叶则是优良

饲料。甘薯的营养成分如胡萝卜素、维生素 B1、B2、C 和铁、钙等矿物质的含量都高于大米和小麦粉。

(2) 木薯。木薯，大戟科，原产南美洲巴西，后传播到其他热带和亚热带地区，现已分布到世界南北纬 30° 以内的地带，是世界三大薯类（马铃薯、番薯、木薯）植物之一。在我国主要分布于淮河、秦岭—淮河一线和长江流域以南，以广东和广西的栽培面积最大，福建和台湾次之，云南、贵州、四川、湖南、江西等省也有少量栽培，栽培品种达 2000 个。木薯块根干物质含量 30%~40%，鲜薯含淀粉 32%~35%、蛋白质 1%~2%、脂肪 0.3%~4.3%、纤维素 1%~2%、灰分 1%、维生素 C 30mg/100g 左右。此外，还含有少量的维生素 A、维生素 B1、维生素 B2 等。木薯经济价值很高，块根富含淀粉，可食用或作饲料，为工业上用粉的主要原料。鲜叶和嫩茎可作饲料或喂鱼，茎可烧炭或造纸原料。

(3) 豆科大豆属一年生缠绕性草本，又名大豆、凉薯，以块根供食用，分布于热带美洲和热带亚洲。中国长江以南普遍栽培，以贵州、四川、湖南、广东、广西等地生产较多。根系强大，耐旱、耐瘠力强。大豆的产量和品质在很大程度上决定于土壤性质，以风化程度较高、透气性好、排水良好的黄壤为宜。喜温暖，耐盐性强，生长适温为 25~30℃，开花结果期无需较高温度。生长期长，早播或育苗早栽可以充分利用温暖季节。8~10 月间成熟，可随熟采收。块根肥大、洁白、脆嫩多汁，富含糖分和蛋白质，各种维生素也较丰富，可生食或炒食。老熟块根中淀粉含量较高，可提制淀粉。种子和茎叶中含有鱼藤酮，对人畜有毒，可用以制杀虫药剂。

(4) 玉米。玉米亦称“玉蜀黍”、“包谷”，禾本科玉蜀黍属。一年生草本，茎秆粗壮、实心，高 1~4m，颖果大而坚硬。喜高温，需水较多，适宜在肥沃疏松的土壤种植，主要产于我国四川、河北、山东和东北各省，是主要的粮食作物之一。子粒除供食用外，工业上用途极广，可制酒精、油脂等；还可榨油，为制油漆、肥皂等的原料。秆叶可作青贮饲料或干饲料，并可造纸原料；花柱（玉米须）作药用，能利尿消肿；果穗轴可酿酒或作饲料。

(5) 甘蔗。甘蔗，禾本科，多年生高大草本，为制糖的重要原料，广泛种植于世界热带至亚热带，主要在南北纬 25°~30°，亚洲东南部、大洋洲至美洲是产蔗中心。中国种植面积较大的有广东、广西、福建、台湾、江西、浙江、湖南、贵州、四川、云南等省。甘蔗喜光、喜热，生长的有效温度在 15℃ 以上，自萌发到糖分积累的最适宜温度都为 30℃。甘蔗好水又怕水，对土壤要求不严，较耐盐，以含有机质丰富的中性偏碱性的土壤到黏壤较好。甘蔗含糖一般 14%，高的达 15% 以上，回收率一般为 90%。甘蔗除制糖外还有多种用途：制糖后的蔗渣是很好的能源，还可作饲料和造纸、制纤维板、人造棉、尼龙丝、糠醛等的原料以及香菇、木耳的培养基等；废糖蜜可用于制酒精、高级食用酒、味精、酵母、甘油、丙酮、丁醇、柠檬酸、赖氨酸等；滤泥可提取蔗糖、酯醇；蔗叶、蔗梢可作饲料和用于编织；加工后的副产品均可作肥料。

(6) 甜菜。甜菜，藜科，两年生草本，原产欧洲，为温带地区主要栽培的糖料作物，性耐寒、耐旱、耐盐碱，喜冷凉气候。我国甜菜的主要产区为东北平原、内蒙古河套灌区和新疆。甜菜根含糖 10%~18%，为制糖白甜菜主要原料。叶可作蔬菜或为猪的青饲料。制糖的副产品中，糖蜜可提取酒精、甘油、乙醚、丙酮等；甜菜粕可直接喂饲牲畜；滤泥可肥田。甜菜的茎叶、青头、根尾和采种后残留的老母根可

作酿造原料，也是良好的多汁饲料。

(7) 甜高粱。甜高粱属高光效 C4 植物，具有很高的光合速率，为目前世界上生物量最高的作物，有“高能作物”之称，其植株高度达 4~5m，一般亩产茎秆 5000kg 左右，籽粒 100~500kg。由于甜高粱具有抗旱、耐涝、耐盐碱等优良的特性，因此它对土壤的适应能力很强，在土壤中 pH 值为 5.0~8.5 时，各品种均能很好生长。甜高粱若干特有的生理结构和抗逆性，使它有更广泛的地理分布范围。同时，甜高粱也很耐涝，特别在生长期后期尤为显著，只要田间的积水不淹没植株，对其生长和发育的影响都不太大。一般说来，凡是可栽培玉米、棉花的地区，都可以栽培甜高粱。

3.2.3.3 富含油脂的能源植物

(1) 草本油料作物。

1) 大豆。大豆，豆科，大豆属。一年生草本，喜温暖，需水较多，原产我国，各地均有栽培，尤以东北各地为最多。种子富含蛋白质、脂肪，可供食用，作油料和副食品。豆油在工业上用途甚广，可制油漆、甘油等；茎、叶、荚可作饲料。大豆籽粒含油量一般为 18%~20%，主要成分是不饱和脂肪酸，如亚油酸、亚麻酸。大豆也是新兴工业的重要原料，如作医药、化妆品原料的甘油及翻砂模型的润滑油，加工后配合鱼油可制成高级润滑油等。

2) 油菜。油菜，十字花科一年生或两年的草本植物，是白菜类型和芥菜类型两种油料作物的总称。喜温暖肥沃土壤。在我国分布较广，以长江流域及其以南各地和西北地区为最多；在长江流域一带，为两年生作物。它们在秋季播种育苗，次年 5 月收获。春播秋收的一年生油菜主要分布在新疆、甘肃、青海和内蒙古等地。油菜种子含油量 40% 左右。它含有 3 种脂肪酸，即亚油酸（12%~24%）、亚麻油酸（1%~10%）、花生酸（0.4%~1%），此外还有 14%~29% 的油酸。

(2) 木本油料作物。

1) 麻风树。麻风树，又名青桐、小桐子、黑皂树、木花生、油卢子、老蚌果等，属大戟科麻风树属落叶灌木或小乔木，为雌雄同株植物。麻风树是一种耐干旱、耐贫瘠的高大灌木，适宜生长在热带、亚热带干热河谷地区。该树种可有效改善发展中国家日益恶化的植被减少、土地的砂石化、水土流失和土地板结状况，因此可作为保水固土、防沙化、增加土壤有机质、建造防护林的主要选择树种，被誉为“生态经济型树种”。小桐子原产热带美洲，现广布于世界热带地区，在我国分布于云南、四川、广西、广东、海南等地，以云南最多，四川次之。小桐子种子油是一种半干性油，色泽淡黄。小桐子油是目前制漆的重要原料之一，也可代替食用油豆油制备各色氨基醇酸油漆，种子和种子油可作为泻药和催吐剂，也用于治疗皮肤病。

2) 光皮树。光皮树，又名花皮树、马光林、构骨木等，为山茱萸科，木犀科，是适合中国广大地区栽植的落叶乔木。光皮树喜生在排水良好的地块，耐旱，对土壤适应性较强，在酸性、碱性的砂壤土和富含石灰质的黏土中均能正常生长，主要分布于长江流域至西南各地的石灰岩区，黄河及以南流域也有分布；抗病虫害能力强，耐寒，一般可忍受 -25~-18℃ 低温，采用嫁接苗栽植 2~3 年后即可开花结果，盛果期 50 年以上，寿命可达 200 年以上。大树每年平均产干果 50kg，高达 150kg，果肉和核仁均含油脂，干果果含油率 33%~36%，油脂主要含 C16 和 C18 系脂肪酸，其中亚油酸含量近 50%，可用于生物柴油生产。

3) 黄连木。黄连木, 又名楷木、孔木, 漆树科黄连木属落叶乔木。因其木色黄而味苦, 故名“黄连木”或“黄连树”。黄连木在我国长江中下游及华北、西南各地均有分布。黄连木树高可达 30m 以上, 胸径达 100cm 以上。树皮呈暗灰褐色, 长方块状纵裂; 冬芽红色, 黄连木雌雄异株, 核果卵形, 初为红色, 后变为紫黑色时即成熟, 果实直径 0.5cm, 富含油脂, 含油率高达 42.5%, 其油可制皂和润滑油。

3.3 能源植物的培育技术

现代植物的遗传改良技术大致可以分为杂交育种、诱变育种和生物育种三类。

3.3.1 杂交育种

杂交育种指以基因型不同的树种或品种进行交配或结合长成杂种, 通过培育选择, 获得新品种的方法。杂交育种是选育新品种主要途径, 是近代育种工作最重要的方法。由于杂交引起基因重组, 后代会出现组合双亲控制的优良性状基因型, 产生加性效应, 并利用某些基因互作, 形成具超亲类型新个体, 为培育选择提供了物质基础。杂种后代群体, 通过培育、鉴定、选择等步骤, 获得优良单系, 再经过无性繁殖就形成新品种。

杂交育种按性质可分为有性杂交育种和无性杂交育种。在有性杂交育种中, 根据亲缘关系的远近, 又可分为品种间杂交和远缘杂交。一般杂交育种是指品种间杂交育种。按育种不同要求可采用简单杂交、回交和复式杂交等方式。

杂交育种主要考虑亲本应具有重要目标性状的基因, 选择育种值大的性状。考虑亲本间性状互补, 选生态地理上相距远的双亲配合力高的作亲本并配制组合等。

杂交方法: 杂交前要熟悉开花习性和花器构造, 以便于确定花粉采集和授粉时间以及去雄和授粉方法。对自交结实品种要了解有无闭花受精现象。对父本花期迟于母本的类型, 可以采用父本的隔年储藏花粉授粉, 也可以采用采集父本带花提早插于瓶中、薄膜覆盖植株, 温室内盆栽; 或上年末提早低温处理, 通过休眠等促使父本提早开花的方法; 也可采用延迟修剪, 早春灌溉、树冠遮阴或激素处理等延迟母树开花, 从而调节授粉期, 使父母本花期相遇。

杂交要在生长健壮、开花结果正常的母本树上进行, 选生长健壮的结果枝上发育充实的花蕾, 授粉花朵要保持一定间距, 以保证以后充分供给养分。杂交应选晴朗无风的天气。对两性花, 为了防止自交, 在花药成熟开裂前去雄, 去雄后可立即授粉、套袋, 套袋后挂标签, 写上杂交亲本和授粉日期, 7~10 天后去袋。每一组合授粉结束, 杂交工具均要用 70% 酒精浸泡, 杀死花粉, 以免把此组合花粉带给另一组合。

3.3.2 诱变育种

诱变育种是人为地利用各种物理、化学和生物等因素诱变植物遗传性状发生变异, 并根据育种目标从变异后代中选育新品种或获得有利用价值的种质资源的一项现代育种技术。诱变育种既能诱发基因突变, 又能促进遗传基因重新组合, 从而提高重组率, 在短时间内获得优良突变体以育成新品种直接利用或作为种质资源间接利用, 具有杂交育种难以替代的特点。

根据作用机理不同, 诱变育种可分为物理诱变和化学诱变。

典型的物理诱变剂是不同种类的射线, 常见的有 X 射线、 γ 射线和中子, 此外还有紫外线和 β 射线。X 射线是种

波长为 100~10nm 的电离射线, 是最早的诱变剂; γ 射线是一种波长更短的电离射线, 其波长为 0.01~0.1nm, 60Co 和 ^{137}Cs 是目前应用最广的 γ 射线源; 中子是不带电粒子, 在加速器或核反应堆中可得到能量范围极广的中子。252Cf 自发裂变中子源可应用诱发突变。 β 射线是电子或正电子的射线束, 由 ^{32}P 和 ^{35}S 等放射性同位素直接发生, 其透过植物组织能力弱, 但电离密度大。当同位素溶液进入组织和细胞后作为内照射而产生诱变作用。X 射线和 γ 射线都是能量较高的电磁波, 能引起物质的电离。当物质的某些极易受辐射敏感的部位受到射线的撞击时, 发生离子化, 从而引起 DNA 链断裂, 当修复时不能恢复到原状就会出现突变。如果射线击中染色体则可能导致断裂, 在修复时可能造成缺失、重复、倒位和易位等染色体畸变。中子不带电, 但当与生物体内的原子核撞击后, 使原子核发生 γ 射线等能量交换, 从而影响着 DNA 和染色体的改变。还有一种最新诱变育种的方法——低能离子诱变育种, 在 10^4eV 以下的低能离子也能引起生物生理损伤, 而且导致遗传变异。区别于常规辐射的效应。主要表现在质量沉积效应、电荷注入的生物学效应和能量沉积效应。这种诱变方法可在 M1 代产生可遗传的变异, 被称为较先进而又有效的方式, 为我国科学家首创。

化学诱变育种: 早在 1948 年, Gustafsson 等曾用芥子气处理大麦获得突变体。1967 年, Nilan 用硫酸二乙酯处理大麦种子育成了矮秆、高产品种 Luther。此后, 化学诱变剂的应用就逐渐发展起来。目前较公认的最有效和应用较多的是烷化剂和叠氮化物两类。烷化剂中仍以甲磺酸乙酯、硫酸二乙酯和乙烯基砒等类型的化合物应用较多。叠氮化物则以叠氮化钠的研究和应用较多。烷化剂是指具有烷化功能的化合物, 其带有一个或多个活性烷基。该烷基转移到电子密度较高的分子上, 可置换碱基中的氧原子, 碱基被烷化后, DNA 在复制时会导致配对错误, 产生突变。叠氮化钠是一种动植物的呼吸抑制剂, 可使复制中的 DNA 的碱基发生替换, 从而导致突变体的发生, 是目前诱变率高而安全的一种诱变剂。利用化学诱变剂处理种子较为普遍, 其方法是直接把种子浸泡在含有化学试剂的溶液中, 从而诱发各类细胞突变。一般来说, 玉米种子的处理效果较差, 因为成熟的玉米籽粒胚中具有分开的、已定型的雄花和雌花原基细胞, 并且在突变发生过程中容易产生细胞间的竞争, 使突变细胞受到抑制或淘汰, 被排斥在生殖过程之外。用含有化学药剂的石蜡油处理玉米花粉是目前已知的最有效的方法。以 EMS 为例, 具体的处理方法步骤如下: 用 EMS 与轻质石蜡油混合, 制备成浓度为 0.1%~0.2% 的 EMS 处理液; 在适当的时间, 收集玉米新鲜花粉, 在一个带盖的瓶中, 把花粉与 EMS 处理液混合; 最后用一把小号毛刷, 把被处理花粉涂到选好的雌蕊花丝上。

与物理诱变剂相比较, 化学诱变剂的特点有:

(1) 诱发突变率较高而染色体畸变较少, 并且诱变范围广。

(2) 对处理材料损伤轻, 有的化学诱变剂只限于 DNA 的某些特定部位发生变异。

(3) 大部分有效的化学诱变剂较物理诱变剂的生物损伤大, 容易引起生活力和可育性下降。

据 Maluszynski 报道 (1995 年), 今天世界上已经有 50 多个国家在 154 种植物上, 利用诱变方法育成了 1737 个品种, 其中农作物 1275 个, 直接利用突变体为 769 个, 利用突变体作为杂交亲本间接选育而成的有 506 个。其中,

禾谷类居大多数,达822个,而当中水稻最多,达318个,玉米居第四位。在各种植物的改良中以提高产量、植株矮化、早熟性和抗病性方面所占的比重最高。

我国于1956年开展诱变育种工作,并取得了瞩目的成绩,诱变育成的品种数量和种植面积均居世界首位。山东农业科学院育成的鲁单1号年种植面积为200hm²以上,是我国自育棉花品种中种植面积最大的一个,从而表明诱变育种是选育新品种的有效技术。

3.3.3 生物育种

20世纪80年代以来,生物技术已经成为当前国际上优先发展的高技术领域之一,其学科领域包括甚广,其中应用于作物品种改良的主要有细胞工程、基因工程及分子标记技术等。近年来,这些新技术的应用为培育出高产、优质、抗病虫、抗逆境的优良品种开辟了新途径,并已取得重大突破,显示出广阔的发展前景。

3.3.3.1 细胞工程育种

细胞工程在育种上已得到了广泛应用。细胞工程育种是在细胞和染色体水平上进行遗传操作以改良品种的育种新技术。与传统育种相比,它具有速度快、效率高和目的性强的特点。我国在花培育种研究领域已跻身于世界前列。通过与常规育种相结合,利用花药培养、染色体加倍等技术,已经育成一批具有适应性广、抗逆性强的小麦、水稻、玉米新品种,如小麦的京花1号、京花3号、北京8686等;水稻的中花系列品种、宁梗11号及花培528等,以及玉米花培杂交种桂31号。利用组织培养脱毒快繁,在马铃薯、桉树生产上已有成功的例子。通过诱导无性系变异,已成功地筛选出一批具有抗病虫、耐盐碱、耐干旱、耐寒、优质等优异性状的新材料、新品系。将远缘杂交与组织培养技术相结合,在诱导外源基因引渗研究领域已取得重大突破,在国际上获得首例具有外源抗黄矮病基因的小麦新品种。

此外,水稻、小麦原生质体培养研究国内外已有成功的报道。胚胎救技术在克服远缘杂交中种、属间不亲合性方面得到了广泛的应用。

总之,细胞工程在加速杂种纯合速度,缩短育种周期,脱毒快繁,创造新变异及诱导外源基因引渗,克服种、属间不亲合等方面发挥着重要作用,显示出细胞工程育种的巨大潜力,为品种改良提供了重要途径。

3.3.3.2 基因工程育种

基因工程是通过人为的干预对基因进行操作,从而获得动植物的优良品系,其常用的方法是在动植物受精卵膜上,以人工的手段注入外缘的DNA。基因工程育种是基因工程研究领域的一个重要部分,可在体外定向进行基因重组和基因改造,通过相应的载体实现基因转移,从而打破了基因重组和基因转移的物种界限,大大增强了人类进行基因操作的能力。自1983年首例转基因烟草、马铃薯诞生以来,转基因技术迅速发展,双子叶植物可依靠农杆菌等介导进行有效的基因转移;单子叶植物也可利用基因枪法、电激法、微注射法及花粉管通道导入法等多种途径进行基因转移。目前,国际上已获得转基因植物达100多种,包括水稻、小麦、玉米、马铃薯、棉花等。涉及的基因有抗病、虫、抗除草剂、品质改良、雄性不育等。至今已有1500多种转基因植物正式进入田间试验,一批品种已投入使用。近年来,国外还从植物中分离出十余个抗病基因。我国利用转基因技术获得了抗虫棉花、抗青枯病马铃薯及抗黄矮病小麦等,在该研究领域也取得了较大的进展。

(1) 植物基因工程在优质丰产及综合性状改良育种上的

应用。基因工程育种的主要目标就是优质丰产育种。20世纪90年代以前,基因工程育种在农作物上的应用广泛,且主要是提高农作物产量;近期则侧重于提高品质,如美国科学家据此提高马铃薯淀粉含量达20%~40%,最高达40%~60%。目前,改良作物产品质量的基因及应用主要有控制果实成熟的基因、谷物种子储藏蛋白基因、控制脂肪合成基因以及提高作物产量的基因等。世界上有43种农作物品种得到改良,如水稻、番茄、马铃薯、瓜类、烟草等。

(2) 植物基因工程在抗性基因工程上的应用。基因工程的发展为培育抗病虫的作物提供了新的手段,从而开辟了植物抗病虫育种的新时代。抗病基因工程育种主要是将病毒外壳蛋白基因移植到农作物中,使农作物能抵抗病毒感染,从而培育出抗病毒番茄、抗病毒烟草、抗病毒黄瓜等作物新品种。中国农业科学院生物技术研究中心与作物所合作,将几丁质酶和葡聚糖酶双价基因导入小麦,育成双价抗病转基因小麦,抗赤霉病、纹枯病和根腐病等真菌性病害。抗植物虫害的基因有多种,目前经常使用的主要有三种:①从微生物苏云金杆菌分离出的苏云金杆菌杀虫结晶蛋白基因,简称D_ε基因;②从植物中分离出的昆虫的蛋白酶抑制剂,其中应用最广泛的是豇豆胰蛋白酶抑制剂基因(CpTI);③植物凝集素基因。这些转基因作物能减少杀虫剂和农药的用量,降低杀虫剂和农药及其残留物对食物链、水体造成的污染,从而有利于保护生态环境。

(3) 植物基因工程在非生物胁迫育种上的应用。随着生物技术的发展,现在已经有能力通过遗传工程方法来培育耐除草剂的作物品种。耐除草剂的转基因植株的出现,不仅扩大了现有除草剂的应用范围,而且还影响新型除草剂的设计和施用。目前,耐除草剂的基因工程主要有两种策略:①修饰除草剂作用的靶蛋白,使其对除草剂不敏感,或促其过量表达以使植物吸收除草剂后仍能进行正常代谢;②引入酶或酯酶,在除草剂发生作用前将其降解或解毒。这两种策略都已成功地应用。基因工程在抗旱育种上的应用为克服干旱提供了新思路。美国斯坦福大学把仙人掌基因导入小麦、大豆等作物,育成抗旱、抗瘠的新品种。我国在抗逆基因的分离、克隆和转化等方面的新研究有进展,已克隆了耐盐碱相关基因,通过遗传转化已获得了耐2%NaCl的烟草;耐1%NaCl的苜蓿和耐0.8%NaCl的草莓。

(4) 植物基因工程在农业上的应用的存在问题。基因工程本身的发展具有一定局限,基因工程本身存在的技术问题使其不能迅速使用。这些技术问题有基因转化率低、转化体系不完善、转化外源基因表达的调控能力低和转化的外源基因的遗传稳定性低等。基因工程可能影响农业资源遗传多样性的保护、病虫害抗药性和环境生态平衡。人们利用植物基因工程生产出抗旱、耐盐、抗病虫农作物的同时,也会导致生物多样性遭受严重破坏,甚至导致一些物种的灭绝。生物技术同样会引起地壤侵蚀和沙漠化。这一结果是由于生物技术促进农作物原本不适应的地域扩张而造成的,这可能会引起环境和生态问题。基因工程会产生一定的安全性问题,转基因技术的安全性问题包括对人体和环境的安全性两个方面。转基因农作物在自然生长过程中其基因是否会发生变异或漂移,是否会改变自身或其他物种的遗传特性。转基因植株的获得一般都要通过抗生素标记的基因载体转化得到,那么这些抗生素标记的基因会不会对人体产生伤害。

3.3.3.3 分子标记

品种改良实质就是通过对目标基因进行选择,从而实现

优异基因集成的过程。因此,提高目标基因的选择效率是加快育种进程的关键。目前,常规育种方法主要还是依据基因的表现型进行选择。但是,由于作物的表型性状易受外界条件的干扰,常常不能真实地反映基因型,因而造成了常规育种方法周期长、工作量大、效率低、预见性差。

分子标记是20世纪80年代产生的,以DNA多态性为基础的遗传标记,其优点是:①在植物的不同发育阶段,不同组织都可以进行检测,使得对基因型的早期选择成为可能;②不受环境影响;③表现为显性或共显性遗传,有利于对隐性基因的选择;④标记数量大。因此,利用与目标基因紧密连锁的分子标记对育种后代材料进行相关选择,可以提高选择的准确性,从而大大缩短育种周期,减少工作量,提高育种效率。目前,已开发出多种有效的分子标记技术,如RFLP、AFLP、SSR、RAPD、RGA、ISH等。分子标记主要应用在基因标记、基因图谱绘制、指纹分析、品种鉴定等。利用分子标记已绘制出主要农作物的基因图谱,如水稻基因图谱上已标记了1100多个位点,小麦和玉米的基因图谱上也分别标记了850、600多个位点,随着时间的推移主要农作物基因图谱将会逐渐达到“饱和”。许多重要的农艺性状基因已被识别,如抗病、虫、耐盐等质量性状,以及与抗旱、产量性质有关的数量性状基因。分子标记已逐渐被育种者所接受,并开始应用于对目标基因的选择。

3.4 我国能源植物发展现状

目前,世界上许多国家都在开展能源植物及其栽培技术的研究,并通过引种栽培,建立起新的能源基地,如“石油植物园”、“能源农场”。美国1978年就开始研究能源作物,到目前已筛选了200多种专门的能源作物——快速生长的草本植物和树木,在近几年内可望对生物质能作出重要贡献。现在,各种形式的生物质能已占美国消耗总能源的4%和美国可再生能源的45%。欧洲各国,如英国、荷兰、挪威等都致力于研究能源植物,对大量的能源植物进行了研究和试验;法国、瑞典等国家利用优良树种无性营造短轮伐期能源林;英国利用8万hm²土地专门发展能源林;瑞典提出“能源林业”的新概念,并把1/6现有林用作能源林;印度、菲律宾、泰国都营造了大面积薪炭林;日本制订了本国的生物质能转换计划;芬兰20世纪80年代森林能源占全国总耗能的30%;为发展生物质能,联合国粮农组织和世界银行向发展中国家提供了数亿美元的帮助。

我国对能源植物的研究目前主要在薪炭林上,对以提供能源为目标的植物研究极少,与欧美发达国家相比还存在很大差距。为了将来实现工业化规模开发生物质能,开展对我国能源植物资源及其培育技术的研究,依据我国植物的生态地理空间分布格局,筛选、培育出多种与之相适应的、环境友好的高效能源植物,并优化全国能源植物配置和生产格局,建设能源植物专类生产区,对于能源植物种质资源保存、能源植物繁殖推广和开发利用有深远的意义和现实价值。

3.4.1 淀粉类原料资源

淀粉属于碳水化合物,由成百上千个葡萄糖分子通过 α -1,4-糖苷键聚合而成的大分子,是植物储存通过光合作用固定太阳能的载体,主要存在于植物的种子或块茎中,为其繁殖和各类生理活动提供能量。

淀粉类生物质是燃料乙醇生产的主要原料,包括薯类、粮谷类、野生植物类和农产品加工的副产品等。薯类原料有

甘薯(又名红苕、地瓜、番薯)、马铃薯(又名土豆、洋芋)、木薯等;粮谷类原料有玉米、高粱、大麦、小麦、稻谷等;野生植物类则指橡子、金剛头、土茯苓、芭蕉芋等;农产品加工副产品主要有米糠、麸皮、各种粉渣等。

水稻、玉米和小麦是我国三种主要的农作物。水稻和小麦都是高淀粉含量的原料,是我国的主要粮食品种,2003年产量分别为16 066万t,8649万t,其中大部分食用,少量作为白酒生产原料,很少用于乙醇生产。玉米和高粱也是我国的主要粮食品种,淀粉含量高,2003年玉米产量11 583万t,玉米和高粱的主要产区在东北和华北地区。在我国,玉米和高粱主要用作粮食、饲料和食品加工原料。薯类是我国的主要农作物之一,2003年薯类总产量3513万t,产区分布于全国各地。甘薯多产于四川、河南、山东及南方各省,木薯主要产于云南、广西、贵州等亚热带省份,马铃薯主要产于北方,以食用为主。几种主要淀粉类原料的基本化学组成见表5.2-28。

表 5.2-28 几种主要淀粉类原料的基本化学组成 %

原料	淀粉	粗蛋白	水分	粗纤维	其他
鲜甘薯	15~25	1.1~1.4	70~80	0.1~0.4	
甘薯干	63~68	5~6	12~14	1.1~1.5	果胶质 2~4
鲜马铃薯	12~20	1.8~5.5	70~80		
马铃薯干	63~70	6~7.4	13	1.5~2.3	
鲜木薯	27~33	1~1.5	70~71	1.1~4	
木薯干	63~74	2~4	12~16		
玉米	65~66	8~9	12		脂肪 4~4.5
大米	63~72	7~9	11~13		
高粱	63~65	10~10.5	12~13	1~1.5	
橡子	49~60	4~7	11~14		单宁 2~4
土茯苓	55~60	2.3~2.5	11~14		

上述原料均含有较高的淀粉组分,鲜料一般含有70%~80%的水分,淀粉量达到12%~25%;干料一般含11%~14%的水分,淀粉含量则介于60%~70%。如果仅从原料特性来看,都是非常理想的燃料乙醇生产原料。

2004年我国各地区主要粮食产量见表5.2-29。

表 5.2-29 2004年我国各地区主要粮食产量 万t

地区	粮食合计	谷物合计	稻谷	小麦	玉米	薯类
北京	70.2	64.8	0.5	20.3	43.5	2.2
天津	122.8	117.5	11.1	37.8	68.2	0.7
河北	2480.1	2319.4	47.3	1053.2	1157.6	103.1
山西	1062.0	935.7	1.1	237.1	631.9	77.5
内蒙古	1505.3	1180.4	54.5	110.5	948.0	189.8
辽宁	1720.0	1619.9	401.5	8.9	1079.7	44.5
吉林	2510.0	2285.4	437.6	3.4	1810.0	57.7
黑龙江	3001.0	2202.5	1130.0	83.0	939.5	105.0
上海	106.3	102.8	89.5	8.0	2.6	0.8
江苏	2829.1	2666.0	1673.2	687.7	216.6	69.3
浙江	834.9	739.3	686.9	19.0	22.5	54.6
安徽	2743.0	2467.3	1292.1	790.1	320.8	156.4
福建	736.5	582.6	545.6	1.9	12.7	149.2

续表

地 区	粮食合计	谷物合计	稻谷	小麦	玉米	薯类
江 西	1663.0	1588.3	1579.4	2.9	4.8	50.9
山 东	3516.7	3194.6	90.6	1584.5	1499.2	245.9
河 南	4260.0	3938.0	358.2	2480.9	1050.0	204.0
湖 北	2100.1	1873.1	1501.7	176.3	179.1	161.2
湖 南	2640.0	2436.9	2285.5	14.6	126.6	146.7
广 东	1390.0	1185.7	1123.1	1.7	56.1	180.3
广 西	1398.5	1302.9	1123.4	1.9	176.1	58.2
海 南	190.1	151.9	147.2		4.7	35.3
重 庆	1144.5	828.2	509.5	78.4	227.8	278.2
四 川	3146.7	2563.0	1519.7	415.7	557.4	462.1
贵 州	1149.6	898.7	477.0	76.8	333.9	210.3
云 南	1509.5	1256.8	639.4	121.7	425.7	191.4
西 藏	96.0	89.5	0.6	26.1	1.6	3.4
陕 西	1040.0	918.0	87.0	410.3	407.0	83.2
甘 肃	805.8	597.0	3.9	272.3	245.0	170.8
青 海	88.5	48.7		37.1	1.2	29.0
宁 夏	290.5	255.8	52.5	80.4	117.7	26.4
新 疆	796.5	766.6	39.3	352.7	361.5	9.5

3.4.2 糖类原料资源

我国的甘蔗主要在南方各省种植,如云南、广西和广东等省,占全国产量的90%以上。2003年我国甘蔗产量为9023万t,甜菜的主要产地为东北三省和新疆,产量为618万t,全部用于生产食糖。

1995~2004年我国糖类作物播种面积和产量以及2004年我国各地区糖料作物播种面积、产量和单位面积产量分别见表5.2-30和表5.2-31。

表 5.2-30 1995~2004年我国糖类作物播种面积和产量

年份	甘 蔗		甜 菜		糖 类
	种植面积 (10 ³ hm ²)	产 量 (10 ⁴ t)	种植面积 (10 ³ hm ²)	产 量 (10 ⁴ t)	产 量 (10 ⁴ t)
1995	1125	6542	695	1398	559
1996	1208	6819	638	1542	640
1997	1312	7890	612	1497	703
1998	1401	8344	583	1447	826
1999	1303	7470	341	864	861
2000	1185	6828	329	807	700
2001	1248	7566	406	1089	653.1
2002	1393.475	9010.7	424.053	1282.0	926
2003	1409.417	9023.5	248.0073	618.2	1083.94
2004	1378.08	8984.9	189.986	585.7	1017.61

表 5.2-31

2004年我国各地区糖料作物播种面积、产量、单位面积产量

地 区	糖 类		甘 蔗		甜 菜		
	播种面积 (10 ³ hm ²)	播种面积 (10 ³ hm ²)	产 量 (10 ⁴ t)	单 产 (kg/hm ²)	播种面积 (10 ³ hm ²)	产 量 (10 ⁴ t)	单 产 (kg/hm ²)
北 京							
天 津							
河 北	8.64				8.64	21.0	24 290.97
山 西	1.84				1.84	4.8	26 090.22
内 蒙 古	36.29				36.29	96.3	26 547.04
辽 宁	1.2				1.2	2.7	22 855.83
吉 林	1.3				1.3	3.6	27 327.69
黑 龙 江	75.53				75.53	96.0	12 710.18
上 海	2.84	2.84	13.5	47 657.39			
江 苏	5.01	4.89	28.9	59 082.41	0.12	0.3	23 375
浙 江	18.11	18.11	106.3	58 689.67			
安 徽	6.5	6.5	25.0	38 463.08			
福 建	15.89	15.89	101.6	63 920.45			
江 西	18.58	18.58	85.7	46 134.66			
山 东							
河 南	4.4	4.4	22.3	50 790.91			
湖 北	10.01	10.01	46.3	46 225.37			
湖 南	21.27	21.27	110.8	52 074.47			
广 东	151.26	151.26	1110.4	73 408.09			
广 西	723.65	723.65	5003.9	69 147.61			
海 南	69.9	69.9	417.9	59 785.06			
重 庆	2.8	2.8	11.8	42 047.86			
四 川	28.93	28.78	146.1	50 766.09	0.15	0.2	14 286.67

续表

地 区	糖 类		甘 蔗		甜 菜		
	播种面积 (10 ⁴ hm ²)	播种面积 (10 ⁴ hm ²)	产 量 (10 ⁴ t)	单 产 (kg/hm ²)	播种面积 (10 ⁴ hm ²)	产 量 (10 ⁴ t)	单 产 (kg/hm ²)
贵 州	18.64	18.58	65.8	35 393.06	0.06		4000
云 南	280.75	280.54	1688.5	60 187.01	0.21	0.3	15 028.57
西 藏							
陕 西	0.243	0.08	0.3	36 662.5	0.156	0.4	24 237.18
甘 肃	4.61				4.61	15.9	34 422.56
青 海							
宁 夏							
新 疆	59.88				59.88	344.2	57 483.33

3.4.3 薪炭林

种植薪炭林是我国森林发展的一个战略品种,以生产燃料为目的,是缓解我国薪柴供求矛盾和农村能源短缺的重要措施。我国传统薪炭林的主要类型有栎类薪炭林、松类薪炭林、杨柳类薪炭林、豆科乔木薪炭林和灌木薪炭林等。随着薪炭林生产的发展、技术的进步、经验的积累,从树种选型到培育方法,乃至经营管理等诸方面,已形成了一整套较先进的薪炭林营造技术。这为发展薪炭林,扩大林草覆盖面积,保护植被,减少水土流失,缩小沙化、碱化地域,减少沙尘暴现象以及扩大生物质燃料的来源,提供了十分有利的条件。

目前,世界上较好的薪炭树种有加拿大杨、意大利杨、美国梧桐、红桤木、桉、刺槐、冷杉、柳、沼泽桦、乌桕、梓树、任头树、火炬树、大叶相思、牧豆树等。近年来我国也发展了一些适合作薪炭的树种,如银合欢、紫穗槐、沙枣、旱柳、杞柳、泡桐等,有的地方种植薪炭林3~5年就见成效,平均每亩(1亩=666.67m²)薪炭林可产干柴1t左右。我国分区主要薪炭林造林树种见表5.2-32。

表 5.2-32 分区主要薪炭林造林树种

编号	区 域	主要造林树种
1	大兴安岭山地	蒙古栎
2	小兴安岭长白山山地	蒙古栎、槭树、刺槐
3	松辽平原	旱柳、短序松、蒙古栎、胡枝子、沙棘、紫穗槐
4	内蒙古东部与冀北坝上高原	蒙古栎、沙棘、胡枝子、旱柳
5	华北中原平原	旱柳、刺槐、紫穗槐、杞柳
6	燕山、太行山山地	刺槐、旱柳、取栎、胡枝子、沙棘、山杏、山桃、黄栌
7	辽南与山东丘陵	刺槐、麻栎、胡枝子、旱柳、紫穗槐
8	黄土高原丘陵	柠条、沙棘、山杏、刺槐、栎、胡枝子
9	黄土高原山地	刺槐、旱柳、柠条、沙棘、辽东栎、山杏
10	华中山地	麻栎、栓皮栎、刺槐、马桑
11	桐柏山、大别山、黄山、幕府	栓皮栎、麻栎、刺槐、胡枝子、苦木、槐、晚松
12	长江中下游平原	旱柳、刺槐、柞木、紫穗槐、悬铃木
13	四川丘陵	栓皮栎、麻栎、刺槐、木荷、青风栎、柞木、赤杨、马桑

续表

编号	区 域	主要造林树种
14	南方山地丘陵	麻栎、栓皮栎、木荷、刺槐、窿缘栎、柞木、赤杨、馨菊、胡枝子、山竹子、黑荆树、小叶栎、百桉
15	华南热带地区	窿缘栎、雷林、尾叶桉、木荷、台湾相思、马占相思、大叶相思、木麻黄
16	云南高原地区	蓝桉、直杆桉、栓皮栎、木荷、滇青冈、银桦
17	川、滇、藏高山峡谷地区	青冈、沙棘、小桐子、木豆
18	内蒙古高原丘陵沙地	柠条、沙棘、毛条、旱柳、刺槐、柞木、沙柳、花柳、山杏、紫穗槐、黄柳、胡枝子、沙枣、踯躅
19	西北荒漠半荒漠地区	柠条、柞柳、沙枣、梭梭、白梭梭、花柳、沙枣
20	西北荒漠农业绿洲地区	旱柳、刺槐、柞柳、柠条、沙棘、灌木柳

3.4.4 主要燃料油木本植物资源

中国林业科学研究院完成了国家科技攻关项目“主要燃料油木本植物资源调查及示范基地的建立”课题,在对主要燃料油木本植物资源调查的基础上,选出含油率高、适应性强、分布广、资源丰富、相对集中、发展潜力大的北方主要燃料油木本植物资源黄连木与文冠果(前者为石质山地主要造林树种,后者为防沙固沙、水土保持树种)对其资源进行了全面调查。在此基础上,对其资源分布规律(水平分布与垂直分布)、资源分布区及适生范围进行了研究,从而提出了中国黄连木、文冠果的适生范围与分布区的区别。

3.4.4.1 中国黄连木及其分布区分类

(1) 中国黄连木。中国黄连木属漆树科黄连木属,落叶乔木,树冠开阔,高可达4m以上,根系发达,属深根性树种。叶为偶数,羽状复叶,小叶呈卵状披针形,雌雄异株,圆锥状花序,初春先叶开放,秋季果实成熟,呈倒卵圆形,铜绿色。黄连木一般8年开始结果,盛果期为30~80年。黄连木生长缓慢,寿命长,300年以上老树仍然生长健壮。中国黄连木为温带树种,在部分热带地区亦能生长,分布广,适应性强,耐干旱、盐碱、瘠薄,喜光,抗逆性强,是“四旁”绿化和荒山、滩地的重要造林树种,亦可作观赏树种,还是优良的油料及用材树种,其果实含油量35%左右,果肉含油率则达50%以上,是一种不干性油,可用作工业原料或食用油。

中国黄连木有着极强的适应性,能够在中国大部分地区正常生长,分布区跨越北纬18°09'~40°09',东经96°52'~

123°14'之间的广大地区,在温带、亚热带、热带地区均能够正常生长,一般为零星分布,也有大面的纯林或混交林。分布区的土壤母岩以石灰岩为主,土壤类型以褐土为主,对土壤要求不严格。中国黄连木在中国东部与西部的分布差异较大,东部地区的资源明显比西部集中。

(2) 中国黄连木分布区分类。中国黄连木遍布华北、华南、西南、华中与华东的广大地区以及西北部分地区,约26个省(直辖市、自治区)。根据中国黄连木在中国各地分布的集中程度与资源数量,将中国黄连木分布区划分为四类,即集中分布区、次集中分布区、零星分布区和沿海零星分布区。

1) 集中分布区。中国黄连木在本区分布以位于太行山区的河北省南部地区与河南省北部地区最为集中,常见有大面积的中国黄连木纯林,也有大面积的混交林。另外,在陕西省南部地区与山西省南部地区也有较大面积的集中分布。集中分布区是中国黄连木资源最为集中、资源数量最多的地区,约有黄连木纯林与混交林400万亩。

2) 次集中分布区。包括北京市、陕西省关中地区、河南省西部、湖南省湘西山地、湖北省(鄂西山地、武当山、大巴山、大别山、幕阜山等)、山东省(泰山及鲁中南山、胶东半岛)、四川盆地,川西高原邛崃山、重庆市(大巴山、大娄山、巫山、华蓥山),云贵高原、浙闽丘陵北部、甘肃省南部等地。

中国黄连木次集中分布区的主要为混交林。本区内,中国黄连木混交林约有100万亩,各地共有0.3万~0.4万株百年以上的中国黄连木古树。

3) 零星分布区。本区主要包括河南省南部及东南部(桐柏山、大别山),河北省中部地区(太行山北部)、安徽省江淮丘陵及大别山区、江苏省西部(栖霞山)、江西省中南部丘陵地带(罗霄山、武夷山)、福建省闽西山地(武夷山等地)、广东省北部山区(南岭)、云贵高原东部边缘、青藏高原与东北部边缘。本区内,中国黄连木主要以单株形式散生于其他树种之间,总量约20万株,树龄从十几年至几十年不等,百年以上的古树约有0.1万株。

4) 沿海地带零星分布区。本区位于我国东部、东南部及南部沿海地带,主要包括山东省沿海地区、江苏省沿海地区、上海市(天马山、长三角地区)、浙江省沿海地区、福建省沿海地区(厦漳泉三角地带)、海南省沿海地区。本区内,中国黄连木主要以单株形式存在,总量约为2万株,多为百年以上的古树,且长势旺盛。

3.4.4.2 文冠果

文冠果属无患子科文冠果属,一属一种,落叶乔木或大灌木,树冠呈圆头形或开心形。根系发达、萌蘖性强。叶为奇数羽状复叶,互生、呈窄椭圆披针形。花为总状花序,花期五月,秋季果实成熟后为黑色球形。幼树3年即可结实,15年即可进入盛果期,其结实期可以延续至100年以上。文冠果寿命长,可达300年,甚至600年,是我国荒山绿化、水土保持、防沙固沙的优良造林和庭园绿化树种,也是我国北方重要的油料树种。种子含油率为35%,种仁含油率为60%以上。文冠果油可食用或作工业用油。文冠果材质坚硬、致密,是优质良材。文冠果喜光、耐寒、抗旱、较耐盐碱,对土壤要求不太严格。

文冠果在我国分布区域比较广阔,跨越北纬28°34'~47°20'、东经73°20'~120°25'之间的广大地区,遍布华北、华东及西北地区。北京、河北、内蒙、辽宁、山西、陕西、山东、河南、安徽、甘肃、宁夏、青海、新疆、西藏等14

个省、自治区、直辖市都有文冠果分布。

根据文冠果在我国各地分布的集中程度与资源数量,将文冠果分布区划分为集中分布区、次集中分布区、零星分布区和集中育苗区四类。

(1) 集中分布区。文冠果集中分布区为内蒙古自治区赤峰市的翁牛特旗、阿鲁科尔沁旗和鄂尔多斯市,河南省的灵宝、卢氏、嵩县也有小片的文冠果人工纯林和混交林。内蒙分布区内,现存的文冠果仅1666.7hm²(2.5万亩)。河南分布区,文冠果仅有13.3hm²(200多亩)。

(2) 次集中分布区。次集中分布区包括河北、陕西、山西、甘肃。本区是文冠果的天然分布区。长期以来,由于过度开垦采伐,文冠果原始林已不复存在,经过天然更新后,自然恢复形成次生林,呈小片林分布,树龄一般在10年以下。

(3) 零星分布区。零星分布区主要包括陕西、山西、山东、新疆、安徽、青海、甘肃、河南、辽宁。文冠果在本区呈零星分布,大都是人工栽植的,主要以单株孤立木形式分布。

(4) 文冠果幼苗区。本区主要是在河北唐山。此地繁育了1333.3hm²(2万多亩)的1~3年生的文冠果小苗,为文冠果幼苗集中生产地。

黄连木果实含油率在35%左右,果肉含油率可达50%。中国黄连木油脂中所含的脂肪酸主要包括7种,其中,油酸、亚油酸、棕榈酸三种脂肪酸的含量之和占脂肪酸总量的95.73%,是中国黄连木油脂中最主要的脂肪酸。中国黄连木油脂脂肪酸碳链长度集中在C16~C18,由中国黄连木油脂生产的生物柴油的碳链长度集中在C17~C20,与普通柴油主要成分的碳链长度(C15~C19)极为接近,虽然不同分布区果实、果肉含油率有区别,但是差异并不大。因此,中国黄连木油脂是适合用来生产生物柴油的原料。

文冠果主要经济性的研究表明,文冠果种子含油率35%,种仁含油率达60%以上,文冠果油脂中所含的脂肪酸主要包括棕榈酸、硬脂酸、油酸、亚油酸等11种脂肪酸。其中,含量最高的硬脂酸和棕榈酸碳链长度集中在C16~C18,适合生产生物柴油。虽然不同分布区文冠果种仁含油率有区别,但是差异并不大,这为文冠果生产生物柴油奠定了良好的基础。

中国林业科学研究院在对黄连木与文冠果集中分布区现有林(纯林与混交林)中进行详细调查的基础上,进行了采种基地规划,建立黄连木、文冠果采种示范基地7360hm²(110400亩),建立采种基地资源档案并针对不同林龄、不同类型的林分提出相应的管理、技术措施。采种基地年种子4002.5t。在优良类型与优良单株选择的基础上,建立良种繁殖基地125hm²(1875亩),育苗3750万株。

对黄连木、文冠果的集中分布区陕西、河北、河南、安徽、内蒙古五省(区)的现有资源进行详细调查的基础上,提出了中国黄连木与文冠果的现有林采种基地284668.1hm²(427万亩)规划,为“十五”黄连木产业化奠定了种源基础。与此同时,配合六大工程和农林业局能源林建设,陕西、河北、河南、安徽四省提出新建666670hm²(1000万亩)黄连木能源林基地的规划,其中,2006~2010年营造266668hm²(400万亩),2010~2015年营造400002hm²(600万亩),并在内蒙古对新建666670hm²(1000万亩)文冠果能源林基地进行了规划,其中,2006~2010年营造266668hm²(400万亩),2010~2015年营造400002hm²(600万亩),且项目已上报国家林业局,目的是为生物柴油

产业化保证资源供应。

3.5 能源植物资源的发展潜力

3.5.1 中国国土资源

要进行能源作物的规模化种植与发展的探索,必须考虑我国的土地资源,特别是耕地资源的现状与未来发展需求。只有未来我国耕地资源充足,粮食保障有力,才能考虑利用我国的其他未利用土地资源发展能源作物种植。

中国各类土地资源分布不均,耕地主要集中在东部季风区的平原和盆地;草地多分布在非季风区的高原、山地;森林则集中在东北、西南的边远地区。

在中国国土中,现在耕地面积 12 208.27 万 hm^2 (18.31 亿亩)。其中,水田占 25.5%,旱地占 74.5%,二者共占陆地面积(垦殖指数)的 10.5%,占世界耕地面积的 7%。

造成中国耕地少的主要原因是山地多、平地少的地形特点,而山地一般是不利于发展农耕的。

在农业用地中,从耕地资源数量上看,中国耕地资源的绝对数量较大,居世界第 4 位,而按人口平均的相对数量则较少。中国的人均耕地为 1000~1333 m^2 (1.5~2.0 亩),而世界人均耕地则为 3666.7 m^2 (5.5 亩)。造成这种局面的主要原因是中国拥有 12 亿多人口。

在地区分布上,耕地资源的地域分布很不均衡。东部季风区约占全国土地总面积的 1/2,却集中了 90% 以上的耕地面积。全国耕地资源的分布可分为下列 7 个地区:

(1) 黄河中下游。中国历史上的“中原”地区,占全国耕地总面积的 30%,未利用可耕地资源分布零星,共约 266.7 万 hm^2 (4000 多万亩)。

(2) 东北潮湿地区。中国的新垦区,占全国耕地总面积的 18.5%,仍有大片垦荒地,约达 1001.36 万 hm^2 (1.5 亿亩),其中黑龙江省占一半。

(3) 西北干旱区。全国现代农垦的另一重点,约占全国耕地总面积的 10%,垦殖指数仍不过 3.3%,拥有全国未利用耕地资源的 40%,其中,新疆达 1068.1 万 hm^2 (1.6 亿亩)。

(4) 长江中下游地区。中国另一个耕地密集中心,占全国耕地总面积的 21%,未利用可耕地资源分布零星,共约 333.4 万 hm^2 (5000 多万亩)。

(5) 华南湿润地区。山多田少,约占全国耕地总面积的 7%,未利用可耕地资源也不过 333.4 万 hm^2 (5000 多万亩)。

(6) 西南湿润地区。西南西湿地区约占全国耕地总面积的 11%,尚有未利用可耕地资源近 66.67 万 hm^2 (1 亿亩)。

(7) 青藏高原地区。青藏高原地区仅占全国耕地总面积的 0.8%,未利用可耕地资源约 266.7 万 hm^2 (4000 万亩)。

目前,中国耕地面积的统计数据有以下三种。

(1) 2006 年国土资源部公布的“2005 年中国国土资源公报”称,根据土地利用变更调查结果,全国耕地 12 208.27 万 hm^2 (18.31 亿亩);园地 1154.90 万 hm^2 (1.73 亿亩);林地 23 574.11 万 hm^2 (35.36 亿亩);牧草地 26 214.38 万 hm^2 (39.32 亿亩);其他农用地 2553.09 万 hm^2 (3.83 亿亩);居民点及独立工矿用地 2601.51 万 hm^2 (3.90 亿亩);交通运输用地 230.85 万 hm^2 (0.35 亿亩);水利设施用地 359.87 万 hm^2 (0.54 亿亩);其余为未利用

地。与 2004 年相比,耕地面积减少 0.30%,园地面积增加 2.31%,林地面积增加 0.30%,牧草地面积减少 0.21%,居民点及独立工矿用地面积增加 1.11%,交通运输用地面积增加 3.37%,水利设施用地面积增加 0.26%。2005 年全国耕地净减少 36.16 万 hm^2 (542.4 万亩)。其中,建设占用耕地 13.87 万 hm^2 (208.1 万亩),另外,查出往年已经建设但未变更上报的建设占用耕地面积 7.34 万 hm^2 (110.1 万亩);灾毁耕地 5.35 万 hm^2 (80.2 万亩);生态退耕 39.04 万 hm^2 (585.5 万亩);因农业结构调整减少耕地 1.23 万 hm^2 (18.5 万亩);土地整理复垦开发补充耕地 30.67 万 hm^2 (460.0 万亩)。土地整理复垦开发补充耕地面积为建设占用耕地的 144.56%。

(2) 农业部统计,中国的二轮承包耕地面积为 0.95 亿 hm^2 (14.25 亿亩)。

(3) 国家税务总局提供的数字则为,2003 年全国农业税计税面积 0.84 亿 hm^2 (12.6 亿亩)。

目前,学界公认国土资源部的数据更接近中国耕地的实际情况。因为国土资源部的数据是科学调查的结果,而其他耕地数据,包括二轮承包面积、农业税计税面积等都是层层上报而来,其误差是系统性误差,与标准的耕地面积差别很大。

根据《全国土地利用总体规划纲要》确定的目标,从 1996 年到 2010 年的 15 年间,全国耕地面积减少要求控制在 644 万 hm^2 (9661 万亩)以内,其中,建设占用耕地 196.67 万 hm^2 (2950 万亩),因生态建设需要退耕还林、还草、还湖 347.8 万 hm^2 (5217 万亩)。到 2010 年,全国要求通过土地整理、开发复垦、治荒治沙等多种方式补充耕地 441.05 万 hm^2 (6612 万亩)。增减相抵,到 2010 年全国耕地面积将净减少 203.27 万 hm^2 (3049 万亩)。因此,到 2010 年全国耕地面积将降为 12 800 万 hm^2 (19.20 亿亩)。

根据 2006 年国土资源部公布的实际数据,2005 年 10 月,中国耕地面积约为 12 208 万 hm^2 ,与 1996 年相比,8 年共减少 783 万 hm^2 ,约为 5.8%,已经超过《全国土地利用总体规划纲要》要求控制的耕地减少面积 644 万 hm^2 。但同时,减少的耕地中大部分是由于生态退耕,即为保护中国的生态环境,由国家采取补偿措施,要求农民把一部分坡度较大、不适宜耕作的耕地减少为林地和草地。例如,2002、2003 年和 2004 年耕地净减少面积分别为 168.62 万、253.74 万和 80.03 万 hm^2 。其中,生态退耕面积分别为 142.55 万、223.73 万和 73.29 万 hm^2 ,分别占净减少面积的 84.5%、88.2%和 91.6%,即其中只有一少部分属于工业和交通等用地。今后,随着退耕还林还草计划的基本完成和国家采取极严格的保护耕地的措施,可以预计中国耕地下降速度将大幅度下降,而且随着粮食亩产的提高以及我国计划生育的继续贯彻执行,我国的粮食生产与供应将可以保证人民生活。

3.5.2 可用于能源作物种植的未利用土地资源的潜力分析

除现有耕地、林地等土地外,我国还有相当一部分未利用土地。

未利用土地是指目前还未利用的土地,包括难利用的土地。国土资源部卫星遥感统计的各类未利用土地包括以下几种类型。

(1) 荒地:树木郁闭度小于 10%,表层为土质,生长杂草的土地,不包括盐碱地、沼泽地和裸土地。

(2) 盐碱地:表层盐碱聚集,只生长天然耐盐植物的土地。

- (3) 裸土地: 表层为土质, 基本无植被覆盖的土地。
- (4) 沼泽地: 经常积水或渍水, 一般生长湿生植物的土地。
- (5) 沙地: 表层为沙覆盖, 基本无植被覆盖的土地。
- (6) 裸岩石砾地: 表层为岩石或石砾, 其覆盖面积大于或等于 70% 的土地。
- (7) 田坎: 主要指耕地中南方宽大于或等于 1m, 北方宽为 2 米的梯田田坎。
- (8) 其他未利用土地: 包括高寒荒漠、苔原等尚未利用的土地。

根据中国科学院地理科学与资源研究所中国自然资源数据库发布的数据, 截至 1996 年, 我国未利用土地的分类面积见表 5.2-33。

图 5.2-5 所示为我国未利用土地分类面积的组成 (统计截至 1996 年)。

数据表明, 中国可供进一步发展生产的未利用土地资源共约 2.45 亿 hm^2 , 其中, 宜农土地 (荒草地 0.49 亿 hm^2 , 裸土地 0.039 亿 hm^2) 从多方面估算仅约 0.529 亿 hm^2 。相反, 裸岩、石砾地、流动沙丘、戈壁和海拔在 3000m 以上人类不易利用的土地等这类无效的土地面积共约 1.645 亿 hm^2 , 约占未利用土地面积的 67.7%, 占中国土地总面积的 17%。所占比例相当大。



图 5.2-5 未利用土地分类面积组成 (1996 年)

表 5.2-33

我国未利用土地的分类面积 (数据调查年份: 1996 年)

hm^2

省(市)名称	未利用土地面积合计	荒草地面积	盐碱地面积	沼泽地面积	沙地面积	裸土地面积	裸岩、石砾地面积	田坎面积	其他未利用土地面积
全 国	245 087 868	49 252 596	10 168 208	4 303 442.3	50 489 240	3 928 579.7	103 534 461	12 472 747	10 938 593
北 京	216 648.04	128 124.91	426.03	79.34	2082.05	6224.99	64 195.38	12 901.36	2613.97
天 津	67 791.93	43 056.77	9244.21	64.11	129.39	42.31	1798	1515.95	11 941.19
河 北	4 046 516.3	2 509 984	131 286.73	14 008.99	34 267.69	15 736.39	932 297.12	276 683.97	132 251.39
山 西	5 061 141	2 647 687.9	57 100.54	3857.41	5363.29	60 297.54	836 552.83	643 747.67	806 533.73
内 蒙 古	15 057 937	715 027.13	278 602.46	1 327 530.4	7 380 575.4	180 350.88	4 917 349.8	79 696.62	178 804.71
辽 宁	1 507 120.7	1 118 496.8	18 671.67	18 784.82	14 124.37	14 092.57	69 802.69	76 815.49	176 332.29
吉 林	1 126 753.8	437 228.89	391 146.93	144 619.99	37 332.14	9046.7	8500.03	5934.77	92 944.4
黑 龙 江	4 352 413.7	2 221 437	17 426.59	1 968 461.3	5594.97	896.65	27 724.11	2011.45	108 861.64
上 海	968.47	934.16	0	0	0	0	34.31	0	0
江 苏	148 337.03	51 359.6	16 819.13	1733.11	1298.94	3591.48	20 693.6	31 399.55	21 441.62
浙 江	697 753.43	341 100.49	6931.73	322.75	1162.77	5342.22	73 796.61	236 267.36	32 829.5
安 徽	753 352.38	214 605.81	1169.68	1638.49	6176.24	2588.4	71 759.13	416 593	38 821.63
福 建	957 929.16	543 423.86	313.41	172.13	4228.79	10 575.26	109 533.79	280 918.91	8763.01
江 西	1 126 058.1	669 916.37	6.98	3904.41	23 895.98	33 460.3	100 432.54	244 728.49	49 713.07
山 东	1 654 724.6	593 795.39	239 725.13	580.45	11 114.86	4214.4	167 685.63	575 190.63	62 418.07
河 南	1 865 865.7	879 200.76	5232.76	7005.26	34 997.81	65 296.5	444 664.72	239 746.13	189 721.73
湖 北	2 116 234.8	1 309 513.2	53.48	4493.61	3982.59	49 003.96	235 452.61	513 735.32	0
湖 南	2 035 760.1	602 714.79	20.41	4557.25	3676.23	48 849.43	394 976.55	931 895.98	49 069.45
广 东	972 591.87	574 283.85	3686.85	2194.44	6745.47	18 219.39	89 243.81	245 628.39	32 589.66
广 西	5 158 298.2	2 302 186.3	2643.91	1481.46	2576	14 617.92	2 304 698.4	489 728.59	40 365.64
海 南	264 804.98	251 472.91	228.1	1344.49	3434.57	1264.75	5616.93	1134.39	308.83
重 庆	1 515 925.3	341 926.73	0	0.47	0.08	20 379.1	232 705.49	908 060.97	12 852.46
· 四 川	5 769 721.3	733 921.33	55.21	76 928.97	229 595.9	51 702.93	2 496 347.4	1 982 469.1	198 700.52
贵 州	2 698 833.3	552 312.91	0	393.95	866.15	6069.85	1 036 317.4	1 101 833.1	1039.89
云 南	7 298 195.5	4 532 479.3	130.11	3170.95	1584.72	221 534.73	847 038.21	1 663 308.9	28 948.52
西 藏	37 049 250	11 019 753	547 431.43	63 968.94	223 299.14	229 694.87	18 266 168	78 557.84	6 620 375.7
陕 西	1 170 455.7	747 323.42	29 993.17	628.45	133 341.71	25 492.64	97 926.48	133 142.65	2607.19
甘 肃	16 114 366	1 777 088	409 656.89	37 180.35	1 820 432.9	380 266.83	10 549 087	1 068 977.6	71 666.27
青 海	24 841 105	1 082 404.2	3 913 212.5	286 734.5	6 138 077.3	1 569 058	10 519 600	119 643.21	1 212 375.4
宁 夏	820 985.91	75 232.97	70 263.57	4 420.32	152 927.9	1039.81	103 779.42	81 288.79	332 033.32
新 疆	98 620 028	10 234 604	4 016 718.7	323 180.17	34 206 355	879 628.91	48 508 682	29 190.55	421 668.61

表 5.2-34

后备土地资源分类面积(分省)

省(市) 名称	数据调 查年份	后备土地资源 面积合计 (hm^2)	荒地面积 (hm^2)	盐碱地面积 (hm^2)	沼泽地面积 (hm^2)	滩涂面积 (hm^2)
全 国	1996	70 758 566.23	49 252 596.46	10 168 208.11	4 303 442.27	7 034 319.39
北 京	1996	143 657.28	128 124.91	426.03	79.34	15 026.99
天 津	1996	93 874.17	43 056.77	9244.21	64.11	41 509.09
河 北	1996	2 972 047.4	2 509 983.99	131 286.73	14 008.99	316 767.69
山 西	1996	2 894 478.28	2 647 687.94	57 100.27	3857.41	185 832.65
内 蒙 古	1996	2 669 428.56	715 027.13	278 602.46	1 327 530.41	348 268.55
辽 宁	1996	1 686 425.76	1 118 496.77	18 671.67	18 784.82	530 472.49
吉 林	1996	1 152 134.61	437 228.89	391 146.93	144 619.99	179 138.81
黑 龙 江	1996	4 939 791.31	2 221 436.97	17 426.59	1 968 461.29	732 466.45
上 海	1996	77 430.59	934.16	0	0	76 496.43
江 苏	1996	707 817.39	51 359.6	16 819.13	1733.11	637 905.56
浙 江	1996	625 287.41	341 100.49	6933.73	322.75	276 932.43
安 徽	1996	373 181.77	214 605.81	1169.68	1638.49	155 767.79
福 建	1996	786 338.29	543 423.86	313.41	172.13	242 428.89
江 西	1996	872 266.17	669 916.37	6.98	3904.41	198 438.41
山 东	1996	1 141 892.33	593 795.39	239 725.13	580.45	307 791.36
河 南	1996	1 222 955.75	879 200.76	5232.76	7005.26	331 516.97
湖 北	1996	1 602 424.19	1 309 513.19	53.48	4493.61	288 363.9
湖 南	1996	789 337.03	602 714.79	20.41	4557.25	182 044.57
广 东	1996	867 865.63	574 283.85	3686.85	2194.44	287 700.49
广 西	1996	2 454 259.63	2 302 186.25	2643.91	1481.46	147 948.01
海 南	1996	397 505.89	251 472.91	228.1	1344.49	144 460.39
重 庆	1996	367 756.17	341 926.73	0	0.47	25 828.97
四 川	1996	915 456.7	733 921.33	55.21	76 928.97	104 551.19
贵 州	1996	567 139.47	552 312.91	0	393.95	14 432.62
云 南	1996	4 587 586.49	4 532 479.33	130.11	3170.95	51 806.1
西 藏	1996	11 907 914.73	11 019 752.57	547 431.43	63 969.94	276 760.79
陕 西	1996	853 585.37	747 323.42	29 993.17	628.45	75 640.33
甘 肃	1996	2 374 972.53	1 777 087.95	409 666.89	37 180.35	151 037.35
青 海	1996	5 710 556.82	1 082 404.23	3 913 212.54	286 734.5	428 205.55
宁 夏	1996	179 125.45	75 232.97	70 263.57	4420.32	29 208.58
新 疆	1996	14 824 073.04	10 234 604.21	4 016 718.71	323 180.17	249 569.95

同时,我国虽然还有未利用的土地资源,但这部分土地资源开发利用的投入也将较高。因此,作为能源转化利用种植的能源作物种类对环境的要求也不能高。需要依据我国植物的生态地理空间分布格局,筛选、培育出多种与之相适应的、环境友好的高效能源植物,并优化全国能源植物配置和生产格局,建设能源植物专类生产区,对于能源植物种质资源保存,能源植物繁殖推广和开发利用有深远的意义和现实价值。

1996—2004 年间,我国未利用土地减少了 $18.79 \times 10^4 \text{hm}^2$,但减少幅度较小,仅为 0.07% ,每年减少量为 $2.35 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。土地利用效率仅从 72.41% 提高到 72.43% 。在未利用土地的变化中,难以开发利用的土地面积(主要包括盐碱地、沙地、裸土地、裸岩石砾地)占全国土地总面积的 17.65% ,而占未利用土地总面积的近 $2/3(64.04\%)$,其中,裸岩石砾地占未利用土地总面积的比重就高达 39.4% 。在后备土地资源中(主要包括荒地、沼泽地、滩涂、苇地),荒草

地最多,其次是滩涂。后备土地资源大部分分布在西北干旱地区、青藏高原地区,自然条件较为恶劣,开发利用难度较大,而且生态环境极为脆弱,土地潜在退化威胁大,不适宜大量开发利用。后备土地资源分类面积见表 5.2-34。

荒地、裸土地属于宜农土地,是我国耕地的后备资源。根据对各类未利用土地定义的理解,荒地、盐碱地、裸土地这三类未利用土地也最有可能进行能源作物种植。

3.5.3 未利用土地种植能源作物利用分析

能源植物是一种可更新的能源资源,具有再生性,即一次种植,多年收益。同时,植物能源又是一种“环境”资源,筛选植物时,一般除提供能源外,还应具有绿化荒山、防治水土流失、保护环境及维护生态平衡的作用。植物能源没有核能的危险性,也没有风能、潮汐能和地热能局限性,它几乎不受地区限制,不需要长途运输,可利用荒山、荒坡及非耕地种植,不与农业争地,既能保护生态环境,又能获得经济效益,达到

能源、经济、生态综合效益并举的目的。与石化能源相比,能源植物分布相对均匀,几乎每个国家都有一些具开发潜力的植物能源资源。因此,地理位置适合、含油量高、经济价值大、生态效益明显是燃料油植物筛选和优化的依据。在几类能源植物中,富含油脂和高糖或高淀粉的能源植物中的多数既是人类的食物来源,又是重要的化工原料,种植这些能源植物都需要大量的耕地,而我国人多地少,大规模利用耕地来生产能源植物不现实。因此,筛选能量富集型的野生或半野生状态的能源植物并通过生物工程改良和培育良种能源植物是开发能源植物的关键。

大规模培育、推广种植和利用能源植物需要政府、科研机构和社会的共同参与。鉴于目前我国能源植物发展的问题提出以下几点建议:

(1) 在现有植物品种详细系统调查资料的基础上,根据生物质能源转换的方式(汽化液化燃料、燃料酒精、生物柴油、生物制氢、藻类产甲烷等),重点收集、引种和筛选产业化前景好的国内外能源植物种质资源(如麻风树),建立迁地保育基地和能源种质资源圃,评估潜在能源植物的生物学性状和经济参数。

(2) 根据能源植物的分布和地域要求及其特点,组织整

合国内相关研究力量,建设相关的研究条件和试验基地,选择重点研究材料实施重点突破;开展规模化种植和规范化种植能源植物的关键技术研究 and 生产生态评价;建立我国能源植物研究平台。

(3) 研究能源植物代谢网络和合成机制,阐明能源植物的能量转化、富集和分配的分子调控机理。

(4) 在已有的基因组学研究基础上,利用现代生物技术手段,通过调控功能基因(组)的表达进行产量品质(油脂、淀粉、木质素、纤维素、半纤维素)和抗性(耐盐性、耐干旱和耐寒性等)的定向改良,达到降低生产能耗(减少营养、水和土地需求),提高生物质产量和扩大能源植物适应环境的目的。

(5) 加强能源植物的遗传转化、生态安全评价、能源植物营造与退化生态系统恢复耦合机理的研究。建立与发展“能源农(林)场”的新型农村经济模式。

(6) 国家尽早制定相关政策,鼓励清洁的可再生能源产业的发展。鼓励生物质能的研究和开发,同时给予适当的财政支持,刺激其发展。如加强立法,通过税收及其他经济手段,将能源的外部社会成本和环境成本计入能源成本中,以增强生物质能源的竞争力;加强协调农业、生态环保和生物质能利用之间的平衡和谐。

第3章 生物质燃烧发电

生物质燃烧技术,是将生物质或其他燃料在锅炉中燃烧产生蒸汽,利用蒸汽发电或为用户供热,不包括生物质气化后燃烧。一般,生物质燃烧发电采用生物质在过量空气的情况下燃烧,产生的热烟气加热锅炉各换热器中的水产生蒸汽,采用朗肯循环进行蒸汽发电。

借助于成熟的煤粉燃烧发电技术,生物质燃烧发电技术得到了长足的进步。生物质作为燃料利用具有下列明显的优势:①生物质燃烧比化石燃料燃烧更具有环境优势,生物质可以再生,可持续长期供给;②生物质燃烧过程中,净产生的主要温室气体二氧化碳约5%,燃烧过程中产生的二氧化碳与树木生长过程中所消耗的二氧化碳量相等,只是生物质燃料运输过程中产生额外的二氧化碳;③生物质燃料中的重金属和硫含量较低,对酸雨等的形成没有明显的影响;④生物质燃烧所产生的颗粒物可以通过除尘装置,如旋风分离器、布袋除尘器和静电除尘器控制,从而满足排放要求,底灰量较少,如木材中灰含量低于1%;⑤草木直接燃烧的灰可作为肥料生产的原料。

根据实际应用中生物质燃烧的具体方式,生物质燃烧发电技术可以分为生物质直接燃烧发电和生物质混合燃烧发电两大类。生物质直接燃烧发电技术以生物质为单一燃料进行系统的设计和运行;生物质混合燃烧发电技术则以生物质和化石燃料混合作为常规电厂的燃料混合燃烧进行发电。由于生物质的多样性,生物质直接燃烧的原料预处理技术和受热面灰黏结特性等对受热面的影响控制技术有待进一步发展,以满足生物质直接燃烧能源利用的要求;混合燃烧的生物质原料需要根据已有发电系统的稳定性要求进行有效处理和利用,并达到降低电厂污染排放的目的。

1 生物质燃烧原理与技术

目前,大规模生物质发电技术的发展状况见表5.3-1。相对成熟与可靠的发电技术包括单燃料和混燃常规蒸汽朗肯循环发电或气化发电。

表5.3-1 大规模生物质发电技术的发展状况

燃烧发电技术	实验阶段	中试规模	商业示范	商业运行
蒸汽轮机	■	■	■	■
有机介质朗肯循环	■	■	■	■
内燃机	■	■	■	■
燃气轮机	■	■	■	■
粉末内燃机/燃气轮机	■	■	■	■

生物质发电有别于其他可再生能源,需要燃料供给。针对不同的生物质及其不同的形态,处理规模也不同,见表5.3-2。

燃用各种生物质的蒸汽朗肯循环发电技术已应用于糖厂、纸浆厂、木材厂和农业加工厂等。直接燃烧技术主要包括火床、火室、流化床和旋风炉燃烧四种方式。火床燃烧是

指燃料在炉排上燃烧,燃烧需要的空气从床底或燃料上方供给,炉排炉的类型有固定炉排炉、链条炉、往复炉排炉和振动炉排炉等。火床炉相对可靠、价格低廉,但其燃料适应性比较差、燃烧效率低、颗粒携带率高。

表5.3-2 不同的生物质在不同处理规模时的燃料适应性

燃 料	小规模	大规模
整棵树	—	0
木柴	0	—
木片	+	++
木粉	—	+
成型木球粒	++	+
成型木饼	++	—
秸秆草类	—	++
秸秆成型颗粒	—	++
农业产物	—	—
农业与食品工业废弃物	—	+

注 — 不可能; — 不适合; 0 优势与缺点并存; + 适合; ++ 非常合适。

流化床锅炉主要依靠高温惰性物料来维持床内燃料燃烧的温度,流化空气使物料保持剧烈运动状态,气固换热效果好,床内物料混合均匀,床温均匀,一般控制在800~900℃,可以布置水冷壁或者埋管保持床温。流化床锅炉的燃料适应性宽泛,可以燃用木头碎片、煤、泥煤、油和固体废物等或各种燃料混燃,这有利于解决生物质供给的季节性波动及能源政策的影响和制约。由于该炉型具有NO_x和SO_x排放控制方面的优良性能,因此尽管比较昂贵,其在工业与电力行业应用中也受到客户的青睐。

一方面,由于受到生物质燃料特性和预处理设备发展及经济可行性等的限制,目前没有报道采用火室和旋风燃烧技术的生物质发电技术。

另一方面,由于受到燃料供给的限制,生物质发电规模较小,火床炉(链条炉、固定或往复炉排炉)和流化床两种炉型得到了广泛的应用。

1.1 生物质燃料的性质

影响生物质燃料特性的因素主要包括生物质的生长和收割。生长过程中对燃料特性的影响因素有植物生长的自身特性和外在影响因素。自身的生长特性有植物的品种和种类、生长期、收割期;外在影响因素有种植的土地、肥料、气候、种植方法和培育过程、杀虫剂和污染物沉积等。燃料供给过程中,对燃料特性的影响因素有植物的收割方法和生物质的打包、运输、转运、储存和干燥等因素。

生物质燃料的特性包括物理特性、元素组成、水分、灰分、挥发分、热值、热解特性、气化特性、燃烧特性、灰渣特性及污染物特性等。

1.1.1 生物质燃料成分的燃烧特性

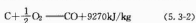
生物质由可燃质、水分和灰分等组成。其中,可燃质是

多种复杂的高分子有机化合物的混合物,组成的主要化学元素为碳、氢、氧、氮、硫,但氧和氮本身并不可燃;灰的成分为各种矿物质,即 Si、K、Na、Al、Fe、Ca 和 Mg 等氧化物组成的各种矿物质。

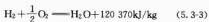
(1) 碳。碳是生物质中的主要可燃元素,以各种碳氢和碳氧等有机化合物的形式存在,部分以结晶状态的形式存在。在燃烧过程中,生物质能释放的基本化学反应原理与化石燃料反应相似,碳快速氧化释放能量,基本反应为



碳在不完全燃烧时,生成一氧化碳,反应式可表达为



(2) 氢。氢在生物质中的干燥基含量约为 4%~7%。相对于煤来说,生物质中的氢含量比较高,与碳、硫等形成各种可燃的有机化合物,受热时容易热解析出,易着火燃烧,其燃烧发热量为



(3) 氧。氧是生物质中含量仅次于碳的元素,干燥基含量为 20%~50%。高氧含量减少了生物质燃烧所需要的空气量,改变了燃烧的风量配比。氧和碳、氢的结合降低了生物质的发热量。

(4) 氮。氮在低温下并不发生氧化反应;在高温燃烧过程中,生物质中的部分氮可以与氧结合生成 NO_x ,排放后进入大气,是形成酸雨的主要因素之一,污染环境。

(5) 硫。硫在燃烧过程中生成 SO_2 和 SO_3 ,在烟气中容易形成硫酸盐或硫酸沉积于受热面,从而对受热面的金属造成腐蚀;另一方面,排放于大气,也是形成酸雨的主要因素之一。大多数生物质燃料的硫含量比较低,比煤低 1~2 个数量级,因此, SO_2 排放对生物质发电厂并不严重,城市生产产生的废木料和废旧轮胎中,硫含量相对较高, SO_2 排放应予以考虑。

(6) 水分。生物质燃料中的含水量普遍较高,水分(M)在 0%~70%内变化,存在形态主要有外在水分、内在水分和结晶水三种形式。外在水分是指吸附在燃料表面的水分,易于蒸发,可以采用自然干燥的方法去除;内在水分是指吸附在燃料内部的水分,比较稳定,不易蒸发,在 100~105℃下可以风干;结晶水则需在 200℃以上才能析出。

生物质燃料一般是未干燥过的湿燃料,含水量在 30%~55%。木片平均水分为 40%,整棵树略高些,随着季节和树种的不同,水分含量会变化,范围在 5%~10%,木片水分含量变化很难控制。采购商需要对木片水分进行抽查,以确保燃料储存和运输过程中水分变化的影响。木片燃料应防止降水和发酵的影响,大多数生物质燃料储存系统不设防水设施以保持燃料干燥,因此很可能由于降雨而发酵。生物质中水分含量变化大,对燃料的输送和给料等影响较大。

燃料中含水量越高,可燃物含量越少,在燃烧过程中,燃料中的水分被加热并蒸发。生物质中含水量越高,需要加热和蒸发水分的能量越大,排烟损失越大,效率越低。提高效率的有效方法之一是就地干燥生物质燃料,然而干燥设备比较昂贵,因此小容量发电系统无干燥系统;另一提高系统效率的方法是购买或燃烧干燥的生物质燃料,干燥木料如刨木花、废木屑等可以从木材加工厂获得。木料燃烧设备必须是特殊设计的,因为燃料特性是完全不同的。含水量高的

生物质燃料在安全防护方面具有明显优势,而在燃烧室内,如果在非设计工况下,燃烧会很困难。相反,干燥燃料很容易燃烧,需要有特殊的燃料输送管道、回火控制系统与报警系统。

通过自然对流或者强迫对流干燥生物质,来降低其水分含量,以降低水分对燃烧的影响。同时防止干燥的生物质发生自然,提高生物质燃料储存的安全性。

(7) 灰分。灰分主要是生物质中的矿物质在燃烧后形成的固体残渣,如 SiO_2 、 K_2O 、 Na_2O 、 Al_2O_3 、 Fe_2O_3 、 CaO 、 MgO 等组成的矿物质。灰分含量的变化影响着生物质的热值,从而直接影响着燃料的着火与燃烧。灰含量的增加,特别是生物质灰中钠、钾和钙等碱金属含量高,其氯化物和硅化物容易沉积于锅炉受热面,不仅带来了锅炉受热面的积灰、结渣、磨损和腐蚀等问题,导致设备维护费用增加,而且降低了传热系数和锅炉热效率;另一方面,也增加了大气中的颗粒污染物。

生物质中各种成分含量差异较大。农业作物废弃物中的 K、Cl、Si 和 S 含量比较高;废木料中 Ca 和 Mg 含量较高;动物粪便中 P 含量比较高,都可能和流化床料进行反应,发生受热面灰积或结渣。

1.1.2 生物质燃料的工业分析

燃料在与空气隔绝的气氛下进行加热,当温度升至 100℃以上时,水分最先蒸发逸出。温度继续升高,燃料中的有机物开始分解,生成各种有机气态产物(部分产物在常温下呈液态),称为挥发分(V),其主要成分包括 H_2 、 CH_4 等有机碳氢、碳氧化合物和 N_2 、 O_2 、 CO_2 等不可燃气体,这些热分解产物并非生物质中固有的物质。生物质挥发分的含量一般在 70%~86%,远高于煤,因此,挥发分的析出和燃烧是生物质燃烧的重要过程。剩余的固体残余物为固定碳(FC)和灰分(A),固体残余物完全燃烧后最终的残余物为灰分,在燃烧过程中发生了变化,其组成与生物质中的矿物质不尽相同。固定碳通过水分、灰分和挥发分的测定后计算来确定。

1.1.3 生物质燃料的物理特性

(1) 颗粒粒度。生物质燃料筛分宽,从微小颗粒到整棵树都有,必须经破碎、筛分、成型等不同程度的预处理方可利用。颗粒粒度和密度不同,生物质燃烧特性也不同。不同燃烧技术需要的生物质颗粒粒度不同,但对于某种特定的燃烧技术而言,粒度尽量均匀对生物质稳定燃烧有利。

(2) 颗粒密度。考虑颗粒的多孔特性和颗粒堆积特点,物料密度一般有三种表征方式:①表观密度,指包括颗粒内空隙计为颗粒体积的单颗粒密度, ρ_p ; ②真实密度,指不计算颗粒内孔隙为颗粒体积的物质实际密度, ρ_s ; ③堆积密度,指包括颗粒内和颗粒间空隙计为体积所得到的物料密度, ρ_b 。对于无空隙颗粒, $\rho_b = \rho_s$ 。物质的真实密度与相同体积的常压、4℃的纯水的真实密度之比称为物质相对密度。木料的真实密度为 1.49~1.57 t/m³,农作物秸秆的相对密度则介于 1.1~1.3 之间。在生物质热利用与化学转化的过程中,研究燃料颗粒的流化特性、床层压降、传热传质及颗粒的分选特性,采用表观密度和真实密度来计算和表达;而物料的堆积容积、料仓的尺寸、进料和反应装置的设计均采用堆积密度计算。

表 5.3-3 给出了部分生物质的堆积密度。由此可以看出,生物质原料的堆积密度差别较大。木材和成型燃料等的堆积密度较大;农作物秸秆的堆积密度则远低于木材和成型燃料。

表 5.3-3 不同生物质原料的堆积密度

燃料种类	堆积密度 (kg/m ³)	燃料种类	堆积密度 (kg/m ³)
木材		秸秆	
硬木片	230	松散	20~40
软木片	180~190	切碎	20~80
成型颗粒	560~630	打碎	110~200
木屑	120	球磨机粉碎	20~110
刨花	100	成型颗粒	320~670
木炭	250	成型颗粒	560~710
		玉米芯	260
		棉秸秆	200

生物质体积大、能量密度低、运输和储存成本高(相当热值),从而决定了存在着合理的运输距离,生物质的生产和使用费用,以及产量都决定了生物质发电的规模。

1.1.4 燃料的组成基及其表示

生物质燃料的组成成分为碳、氢、氧、氮、硫及水分、灰分、挥发分等,其含量用质量百分比来表示。由于水分和灰分含量随外界条件(采收、运输、储存等)的变化而改变,质量百分比也随之改变,因此采用单一的基准无法确切地统一地对燃料组成进行表示。为了便于应用和分类,采用以下几种基准来表达燃料不同状态下的组成含量。

(1) 应用基(收到基)。(新的煤燃料标准中已不用应用基、分析基、可燃基,而用收到基、空气干燥基、干燥无灰基,生物质燃料尚无国标。)燃料燃烧前,实际应用的燃料成分即为应用基成分。它包括全部水分和灰分的燃料各种成分之和,计为100%。在进行燃料的燃烧计算和热力计算时,通常采用应用基,其表达式为

$$C^y + H^y + O^y + N^y + S^y + M^y + A^y = 100\% \quad (5.3-4)$$

$$M^y + V^y + C_{\text{灰}}^y + A^y = 100\% \quad (5.3-5)$$

(2) 分析基(空气干燥基)。燃料在实验室条件下(20℃,相对湿度为60%),经过自然干燥,去掉外在生物质的组成成分即为分析基成分。分析基常用于实验室内作为分析时采用,其表达式为

$$C^a + H^a + O^a + N^a + S^a + M^a + A^a = 100\% \quad (5.3-6)$$

$$M^a + V^a + C_{\text{灰}}^a + A^a = 100\% \quad (5.3-7)$$

(3) 干燥基。一般在烘干温度为102~105℃的情况下,去掉全部游离水分的生物质的组成成分即为干燥基成分。干燥基不受水分变化的影响,其表达式为

$$C^d + H^d + O^d + N^d + S^d + A^d = 100\% \quad (5.3-8)$$

$$V^d + C_{\text{灰}}^d + A^d = 100\% \quad (5.3-9)$$

(4) 可燃基(干燥无灰基)。去掉水分和灰分两种不稳定的成分,其余组成成分计为100%,即为可燃基。可燃基不受燃料中水分和灰分变化的影响,可比较准确地表示出燃料的实质,其表达式为

$$C^k + H^k + O^k + N^k + S^k = 100\% \quad (5.3-10)$$

$$V^k + C_{\text{灰}}^k = 100\% \quad (5.3-11)$$

(5) 各种基准间的换算。燃料的各种基准之间存在着一定的关系,可以互相换算。不同基准间的成分含量可按表5.3-4进行换算,而且可以应用于换算除水分之外的各种成分,以及挥发分和高位发热量。

水分之间的换算公式为

$$M_k = M_w + M_a \frac{100 - M_w}{100}$$

即

$$M^k = M_w + M^a \frac{100 - M_w}{100}$$

式中: M_k 为燃料的全水分,即应用基水分 M^k ,%; M_w 为燃料的外在水分,属于应用基部分的水分,%; M_a 为燃料的内在水分,即分析基水分 M^a ,%。

表 5.3-4 燃料组成基的换算系数

已知基	未知基			
	应用基	分析基	干燥基	可燃基
应用基	1	$\frac{100 - M^a}{100 - M^k}$	$\frac{100}{100 - M^k}$	$\frac{100}{100 - M^k - A^k}$
分析基	$\frac{100 - M^k}{100 - M^a}$	1	$\frac{100}{100 - M^a}$	$\frac{100}{100 - M^a - A^a}$
干燥基	$\frac{100 - M^k}{100}$	$\frac{100 - M^a}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^k}$
可燃基	$\frac{100 - M^k - A^k}{100}$	$\frac{100 - M^a - A^a}{100}$	$\frac{100 - A^k}{100}$	1

对于同一种燃料,由于水分变化而引起的应用基组成的改变,可以采用系数表达式 $\frac{100 - M_k^2}{100 - M_k^1}$ 计算水分变化后的应用

基组成。其中, M_k^1 、 M_k^2 分别为燃料中水分变化前后的应用基含量, %。

1.1.5 生物质燃料热值的测定及其表示

(1) 燃料的弹筒发热量。单位质量(对气体燃料而言为单位体积)的燃料完全燃烧后所释放出的热量,即燃料热值的高低取决于燃料中可燃成分的组成和含量,是进行燃烧过程中的热平衡、热效率、热交换和热损失计算的重要参数。弹筒发热量是用氧弹量热计测量的燃料热值,是指在2.5~2.6 MPa的压力下,燃料(气体燃料除外)在过量氧气时完全燃烧,然后燃烧产物冷却到燃料的原始温度(约为常温)时,单位质量的燃料所释放出的热量。在常温下,终态产物主要为过量的氧气、氮气、二氧化碳、硫酸、硝酸、水和灰分,燃烧试样中的碳完全燃烧生成二氧化碳,氢燃烧生成液态水,硫和氮在氧弹内的高温燃烧下,与过量的氧气作用生成三氧化硫和少量氮氧化物,溶于水形成硫酸和硝酸。由于这些化学反应都是放热反应,因而氧弹热值比实际燃烧过程中放出的热量高。

(2) 高位热值。在常压下,燃料燃烧形成的硫以二氧化硫的形式存在,氮为游离氮,水未发生反应产生热量。因此,由弹筒发热量减去硝酸生成热和硫酸与二氧化硫的生成热之差,即得到高位热值。由于生物质中硫的含量低,弹筒发热量比高位热值仅高12~25 kJ/kg,通常可以忽略不计。高位热值 $Q_{\text{高}}$ 可以用弹筒发热量 $Q_{\text{弹}}$ 来计算,即

$$Q_{\text{高}} = Q_{\text{弹}} - (aS_{\text{d}} + bQ_{\text{酸}}) \quad (5.3-12)$$

式中: S_{d} 为由氧弹洗液测得的硫含量,%; a 为二氧化硫生成硫酸溶液的发热量,94.2 kJ/kg; b 为氮生成硝酸溶液的发热量的系数,不同生物质的系数不同,约为0.001 0~0.001 5。

(3) 低位热值。在实际燃烧过程中,为了满足烟气的自身通风排放能力和防止烟气中腐蚀性气体的结露问题,燃烧后的烟气排放时的温度一般高于100℃。因此,燃烧过程中产生的水以气态形式随烟气排出,水蒸气的潜热无法利用,燃料在燃烧设备中的放热量减少。从燃料高位热值中减去所排放水蒸气的潜热后所得到的值,即为低位热值。低位热值比较接近实际获得的热量,因此在实际的工程应用中,燃料热值均采用低位热值。

相同燃料的高位和低位热值之差为燃烧过程中形成水蒸气所吸收的气化潜热,包括燃料中的固有水分和氢元素反应生成的水,因此低位热值可以表达为

$$Q_{\text{net}}^{\text{L}} = Q_{\text{gr}} - 25(9H^{\text{f}} + M^{\text{f}}) \quad (5.3-13)$$

柳枝稷(枝草)在北美大量生长,作为燃料利用已比较成熟,其干燥基高位热值的经验公式为

$$Q_{\text{gr}}^{\text{b}} = 35\,160C + 116\,225H + 11\,090O + 6280N + 10\,464S \quad (5.3-14)$$

各种生物质燃料的干基热值介于16~23MJ/kg。热值是决定其稳态燃烧效率的重要因素之一,稳态燃烧效率是指系统运行在满负荷时的效率,通过温度和烟气组分等测量来确定系统效率。如果燃烧不完全,燃料中的能量没有完全释放出来,由此产生的污染物增加,如烟气中一氧化碳含量的增加,减少了二氧化碳的生成。大多数木屑燃烧系统由于燃烧不完全,效率有所降低。当烟气中含有 500×10^{-6} 一氧化碳时,能量损失仅0.15%。一氧化碳排放高造成效率损失相对比较小。

(4) 标准煤。不同燃料的热值不同,即使同一品种的燃料,其热值在开采、运输等过程中也会由于水分和灰分的变化而变化。为了便于对燃用不同燃料的各种燃烧设备的燃料消耗量和燃烧性能进行比较,人为规定标准煤是应用基低位热值为29 308kJ/kg(7000kcal/kg)的燃料,因此标准燃料消耗量可以用实际燃料消耗量来计算,即

$$m_b = m \frac{Q_{\text{net}}^{\text{f}}}{4186 \times 1000} \quad (5.3-15)$$

式中: m_b 为标准燃料消耗量,kg; m 为实际燃料消耗量,kg; $Q_{\text{net}}^{\text{f}}$ 为实际燃料的应用基低位热值,kJ/kg。

1.1.6 各类生物质燃料的特性

根据生物质燃烧的特点,从燃烧及其排放特性的角度,可以将生物质燃料主要分为农作物废弃物燃料、森林废弃物燃料、家禽粪便燃料、城市固体废弃物燃料和新培育能源作物燃料。关于城市固体废弃物和新培育能源作物,本章不作介绍。各种生物质燃料的典型组成见表5.3-5。

(1) 农作物废弃物燃料。秸秆水分含量相对少、热值低、密度低、灰熔点低、灰分含量高、腐蚀与污染元素含量高。秸秆中的钾和氯含量可以通过浸泡溶解而减少,因此秸秆收割后,应适当延长滞留在田间的时间,以便雨水冲刷而降低这些元素的含量;另一个可行的方法是,新鲜的秸秆在运输到厂后,采用专用设备进行浸泡,水温控制在50~60℃时比较经济,碱金属等受热面腐蚀成分含量降低,灰熔点温度提高到1600℃,以降低炉膛内结渣的危险。在浸泡过程中,秸秆水分含量增加,燃烧前需要干燥处理,因此将导致燃烧效率降低。浸泡、干燥和有机物质流失的能量损失达8%。在收割过程中,欧美的习惯做法是采用田间打包,单包秸秆重量为10~500kg,打包密度增加到100~170kg/m³。

生物质灰可以用作肥料,灰中有利植物生长的营养成分含量很高,燃烧过程中,营养成分不会损失,来源于植物也归于植物,形成物质循环,同时灰中碱金属还可以防止土壤酸化。在燃烧过程中,氮形成NO_x后排放,不能形成氮利用循环,因此土壤施肥过程中,必须增加氮肥。除了生物质灰的化学组成,生物质灰的衰变周期和土壤施肥频率都是土壤可持续利用的考虑因素。在生物质灰施肥土壤时,生物质灰可以硬化处理形成颗粒状,以延长衰变期。对于草本作物,施肥周期不少于5年,每年的施肥量应为0.075~0.09kg/m²(50~60kg/亩)。

表 5.3-5 各种生物质燃料的典型组成

燃料特性	木料①	树皮	树叶	森林残余物②	木料颗粒	柳树	秸秆	红花草	锯末	家禽粪便	橄榄油残余物
C (%)	48~52	48~52	47~52	48~52	48~52	47~51	45~48	45.5~46.1	24.2	27.2	48.5~49.5
H (%)	6.2~6.4	4.6~5.8	6.1~6.3	6.0~6.2	6.0~6.4	5.8~6.7	5.0~6.0	5.7~5.8	2.8	3.7	5.4~6.5
O (%)	38~42	24.3~42.4	38~45	40~44	≈40	40~46	36~48	≈44	18.3	23.1	34~38
N (%)	0.1~0.5	0.3~0.8	<0.3	0.3~0.5	0.27~0.9	0.2~0.8	0.4~0.6	0.65~1.04	0.22	2.7	0.5~1.5
S (%)	<0.05	<0.05	<0.05	<0.05	0.04~0.08	0.04~0.10	0.05~0.2	0.08~0.13	0.02	0.3	0.07~0.17
Cl (%)	0.01~0.03	0.01~0.03	0.02	0.01~0.04	0.02~0.04	0.02~0.05	0.14~0.97	0.09	—	0.7	≈0.1
K (%)	0.02~0.05	0.1~0.4	≈0.02	0.1~0.4	—	0.2~0.5	0.69~1.3	0.3~0.5	0.17	2.48	≈1.3
Ca (%)	0.1~1.5	0.02~0.08	≈0.04	0.2~0.9	—	0.2~0.7	0.1~0.6	9	0.75	2.67	≈0.7
碱金属 (kg/kg)									0.15	4.90	
密度 (kg/m ³)	390~640	320	250~350 320~450③	—④	500~780	120⑤	100~170⑥	200			—
水分 (%)	5~60	45~65	20~50	50~60	7~12	50~60	14~25	15~20	52.6	27.4	60~70
灰分 (%)	0.4~0.5	3.5~8	0.8~1.4	1~3	0.4~1.5	1.1~4.0	3~5	6.2~7.5	2.0	15.7	2~7
挥发分 (%)	>70	69.6~77.2	76~86	>70	>70	>70	70~81	>70			—
热值 (MJ/kg)	18.5~20	18~23	19.2~19.4	18.5~20	16.2~19	18.4~19.2	17.4	17.1~17.5	18.4	13.4	17.5~20
灰熔点 (°C)	1300~1700	1400~1700	1000~1400	—⑦	>1200	—	800~1000	1100~1200			≈1260

① 不包含树皮。

② 松木(包含针叶)。

③ 分别为软木和硬木。

④ 变化比较大。

⑤ 柳树叶。

⑥ 打包。

⑦ 变化比较大;其中家禽粪便数据来源于马兰环境资源部(Bock, 1999)。

秸秆颗粒成型技术比较低,成型后,其热值为16MJ/kg,堆积密度为550kg/m³。为降低结渣,成型时添加高岭土及一些磨石,同时提高成型燃料的稳定性和耐久性,但增加了灰含量,成本也提高了。

实验表明,颗粒尺度大于3mm的生物质可能易发生燃烧不完全,在尺度大于6mm和水分含量大于40%时,残碳含量将大幅度增加。

(2) 森林废弃物燃料。从燃料物理与燃烧特性来分,木料包括硬木、软木和木片。硬木和软木之间有三个明显的差异。首先,软木的平均密度比硬木小10%,甚至小35%,同等体积的运输车辆装载木头重量不同,直接影响到运输成本;其次,软木燃料的水分含量比硬木高10%,意味着可燃物含量少10%,热值更低,需要消耗能量来蒸发水分,热量输出明显减少;再者,对于干基木料,燃料热值基本上随木料种类变化不大。软木燃烧系统需要有更快的进料速率,因此燃烧室和炉排设计也不同。一般来说,燃烧软木的燃烧系统更容易燃烧硬木,一些制造商可以生产同时燃用硬木与软木的燃烧系统。

大多数生物质燃料,如木料、农作物废弃物及其燃料油等有相似的元素和工业分析结果。由于其碳氢分子组成结构不同,因此造成各种生物质的尺度和形状差异很大。生物质的分子结构决定燃烧的难易程度,组成生物质的分子结构越复杂,越难分解成简单的碳和氢,燃烧越困难。因此,为了高效清洁燃烧,生物质燃料燃烧需要高温和大的燃烧空间。与煤相比,生物质中固定碳、灰、硫和氮含量比较少,无须采用脱硫技术使得生物质发电技术系统费用相对较低。相反,生物质种类的多样性决定了生物质发电技术需要满足宽泛的燃料适应性要求。生物质能量密度小、含水量高及其预处理复杂,从而增加了发电技术的投资与运行成本。

木料包括木片、锯末、树皮、树木修剪废物、成型木燃料等。成型木燃料经机器批量生产,燃料特性均匀,价格也比较高,便于储存和长途运输,不属于本章讨论的木料燃烧发电的内容。

(3) 家禽粪便燃料。家禽粪便燃烧比木头更复杂。从工业分析看,家禽粪便中的氮和硫含量分别是木头中的10倍,从而增加了NO_x和SO₂排放的可能性,需要采取特别的措施去降低NO_x和SO₂的排放。单位热量家禽粪便中的碱金属含量远远高于木头中的含量,家禽粪便中的高碱金属和氮含量提高了颗粒、腐蚀和酸性气体的排放,将对结渣、积灰、颗粒排放和腐蚀有很大的影响,需要采取特别的措施与特殊的设备来减缓或减轻对设备运行的影响。由于灰含量的增加,因此需要大容量的灰处理设备去除颗粒,以防止结渣和结垢。

1.2 生物质的燃烧

生物质在燃烧过程中,可燃组分和氧气进行化合反应,释放出能量,使燃烧产物的温度升高,从而将化学能转化为热能。在能量释放的同时,伴随着物质质量和能量的平衡,可以借助于燃料燃烧过程中的热化学方程式进行计量,化学反应方程可以很容易地对反应前后的状态进行描述,而不必考虑复杂的化学反应过程。热能利用效率和能量品位的提高是生物质燃烧主要关注的对象,因此本章着重介绍生物质直接燃烧发电的基本原理与系统。

1.2.1 燃烧基本过程

由于生物质生长过程的特点,其水分含量高,有机氢含量高,生物质中含碳量比化石燃料少,生物质中的碳与氢结

合成小分子量的碳氢化合物,在燃烧过程中更容易挥发,着火点低。燃烧初期,挥发分析出量大,需要大量的空气满足挥发分的燃烧,否则挥发分容易发生裂解,产生碳黑而增加完全燃烧的难度。生物质燃料的这些特点决定其燃烧过程须经历燃料干燥阶段、挥发分析出阶段、挥发分燃烧阶段、固定碳的燃烧和燃尽阶段。

(1) 燃料干燥阶段。生物质开始加热后,温度不断升高,当温度达到100℃时,生物质表面的外在水分和生物质空隙内的内在水分开始受热蒸发,随着温度升高,生物质被干燥。由于生物质中的水分含量普遍比较高,因此干燥需要消耗的热量多,需要的干燥时间也延长,从而推迟了挥发分析出和着火燃烧。

(2) 挥发分析出阶段。生物质继续加热,温度持续升高,达到一定温度时,挥发分开始析出,析出过程的动力学表达式为

$$\frac{da}{dt} = A e^{-\frac{E}{RT}} (1-a)^n \quad (5.3-16)$$

式中: $\frac{da}{dt}$ 为热分解速率; a 为燃烧过程中质量的变化率; A 为频率因子,1/s; n 为反应级数; E 为化学反应活化能,kJ/mol; R 为通用气体常数,8.314kJ/(kmol·K); T 为绝对温度,K。

反应级数与生物质的组成成分和物理化学特性、热分解时的升温速率和温度等密切相关。一般认为,生物质燃烧时的热分解是一级反应,即 $n=1$ 。生物质热解析出初始阶段非常快,但随着时间延长,析出越来越慢。实验表明,木屑在160~200℃时挥发分开始析出,约200℃时析出的速度迅速增加,当温度超过500℃后,析出过程基本结束。

(3) 挥发分燃烧阶段。温度升高,达到一定温度后,析出的挥发分开始着火,此时的温度称为生物质的着火温度。由于挥发分的组成成分复杂,其燃烧反应也很复杂,表5.3-6给出了若干种常见可燃气体与空气混合物在常压下的着火温度。

表 5.3-6 可燃气体与空气混合物在常压下的着火温度

气体	分子式	着火温度 (℃)	气体	分子式	着火温度 (℃)
氢气	H ₂	530~590	乙烯	C ₂ H ₄	540~550
一氧化碳	CO	610~658	丙烯	C ₃ H ₆	455
甲烷	CH ₄	645~790	丁烯	C ₄ H ₈	445~500
乙烷	C ₂ H ₆	530~594	乙炔	C ₂ H ₂	335~500
丙烷	C ₃ H ₈	510~588	硫化氢	H ₂ S	290~487
丁烷	C ₄ H ₁₀	441~569	苯	C ₆ H ₆	580~740

挥发分中的可燃气体着火燃烧后,开始释放出热量,温度进一步升高,更加快了挥发分的析出并燃烧,释放出大量的热量。一般挥发分燃烧释放出生物质70%以上的热量。

(4) 固定碳的燃烧和燃尽。一方面,由于挥发分的析出和燃烧,气体中的氧气浓度降低,扩散到固定碳表面的能力降低,从而限制了固定碳的燃烧;另一方面,挥发分的燃烧提高了固定碳表面的气流速度,气流通过对流、辐射和热传导加热固定碳,当达到固定碳的着火温度时,固定碳开始燃烧。固定碳燃烧的后段称为燃尽阶段,随着颗粒的燃烧,灰分不断产生,把未燃尽的颗粒包裹,妨碍氧气的扩散,从而阻碍颗粒的进一步燃烧,而且灰分与颗粒升温需要消耗一定的热量。由于生物质中的固定碳含量较低,因此固定碳燃尽

的时间将大幅度缩短,最终燃尽生成灰。

以上提到的燃烧过程中的各个阶段并不完全依次完成,部分反应阶段是同时进行的。各个阶段所经历的时间长短与快慢由生物质的组成成分、物理化学特性和燃烧方式等因素决定。

1.2.2 控制燃烧速率的影响因素

燃烧速率由化学反应动力学和反应物与生成物的气流扩散所控制。影响化学反应的因素为反应物的温度、组分浓度和压力等。影响气流扩散的因素为反应物和生成物的气流扩散速度、相对流速、气体的组分浓度及传热速度等。尽管生物质中的固定碳含量比较低,但是决定其燃烧时间和燃尽程度的主要因素是固定碳的燃烧,这主要是由固定碳燃烧的难易程度所决定的。

(1) 温度的影响。温度是决定化学反应速率快慢的主要因素之一,温度越高,反应速率迅速增加。反应遵循阿累尼乌斯定律,即

$$K = k_0 e^{\frac{E}{RT}} \quad (5.3-17)$$

式中: K 为表征化学反应速率的常数; k_0 为频率因子。

当碳粒处于强烈燃烧时,认为反应级数 $n=1$, 则

$$W_{O_2} = Kw_{O_2,C} \quad (5.3-18)$$

式中: W_{O_2} 为燃烧化学反应速率,即反应物氧气的消耗浓度; $w_{O_2,C}$ 为碳粒表面的氧气浓度。

(2) 气流扩散速度的影响。氧气的浓度和压力决定了其扩散速度,燃烧速率则取决于扩散到燃烧表面上的氧气量,根据扩散控制反应有

$$W_{O_2} = C_k(w_{O_2,\infty} - w_{O_2,C}) \quad (5.3-19)$$

式中: C_k 为扩散速度常数,取决于气流速度,与反应温度无关; $w_{O_2,\infty}$ 为周围介质中的氧气浓度。

合并式 (5.3-18) 和式 (5.3-19), 消除 $w_{O_2,C}$, 整理后得到

$$W_{O_2} = \frac{w_{O_2,\infty}}{\frac{1}{C_k} + \frac{1}{K}} = kw_{O_2,\infty} \quad (5.3-20)$$

式 (5.3-20) 反映了燃烧反应速率与化学反应动力学特性 K 和气流扩散特性 C_k 的关系。 $k = \frac{1}{\frac{1}{C_k} + \frac{1}{K}}$ 称为折算反应速率常数。

(3) 燃烧区域的划分。

当 $K \gg C_k$ 时, $k = C_k$, 此时碳颗粒燃烧化学反应的速率变为

$$W_{O_2} \approx \beta C_k w_{O_2,\infty} \quad (5.3-21)$$

式中: β 为 C 和 O_2 燃烧反应的化学当量比。此时的燃烧状态为扩散燃烧,碳颗粒的燃烧速率只决定于氧气向碳颗粒表面的扩散能力,与燃料的性质、燃烧温度等几乎无关。

当 $K < C_k$ 时, $k = K$, 此时碳颗粒燃烧化学反应速率变为

$$W_{O_2} \approx \beta K w_{O_2,\infty} = \beta k_0 e^{\frac{E}{RT}} w_{O_2,\infty} \quad (5.3-22)$$

此时的燃烧状态称为动力燃烧,碳颗粒的燃烧速率几乎只取决于化学反应的能力,即燃烧温度和燃料的性质。在动力燃烧状态下,提高燃烧速率最有效的措施是提高燃烧温度。

当 $K \approx C_k$ 时,即化学反应能力与氧气扩散能力处于同一数量级的情况下,此时无论提高 K 或者 C_k 均可以强化燃烧效果,该燃烧状态称为过渡燃烧。

1.2.3 燃烧的优化控制条件

通过对燃烧基本过程和燃烧速率影响因素的分析,生物质在燃烧过程中,动力燃烧、扩散燃烧和过渡燃烧都有体现。因此,需要优化控制燃烧的条件包括燃烧温度、供风系数和燃烧时间与空间。

(1) 燃烧温度。燃烧温度的优化控制是稳定燃烧的首要条件。燃烧的温度场直接影响着生物质的干燥、挥发分析出和燃烧、碳颗粒的燃烧和燃尽。温度越高,干燥和挥发分析出越顺利;温度场温度越均匀,着火与燃烧越稳定。在燃料干燥阶段,如果提高干燥空气温度以及燃料干燥的传热系数,将有利于燃料的着火和燃烧。

(2) 合适的过量空气系数。配风的合理性直接影响着燃料的干燥、着火燃烧和燃尽。生物质的挥发分含量高,在挥发分析出和燃烧阶段,必须提供足够的氧气量,否则析出的气体产物有可能裂解而生成炭黑,从而影响燃料的燃尽。燃尽阶段对空气的需要量并不是很大,但需要提高气流向碳颗粒表面的扩散能力。

(3) 充足的燃烧时间和空间。生物质的挥发分含量高,从而大幅度缩短了燃料燃烧的时间;固定碳含量尽管比较低,但却决定了生物质完全燃料的燃尽时间。因此,提高碳颗粒的停留时间至关重要。燃烧空间的大小和形状及气流的流程决定了燃料燃烧过程中流动轨迹,充分利用燃烧空间以保证燃料的稳定着火燃烧,才能更好地提高燃料的燃烧效率。

1.3 生物质的焦油与灰熔特性

生物质发电效率不是受到生物质有机组成成分燃烧特性的限制,而是受到高温下矿物质行为的限制。

生物质干燥无灰基的通用化学组成式可以描述为 $CH_{1.4}O_{0.6}N_{0.1}$ 。生物质干基低位热值除家畜粪便比较低外,其余低位热值均介于 $17 \sim 23 MJ/kg$, 可以达到比较高的理论燃烧温度,获得高的循环效率。因此,热值并不是生物质燃系统高效发电的限制。生物质矿产物的结渣、积灰和腐蚀性限制了燃烧与受热面的温度,从而限制了发电效率的提高。

生物质中的矿物质组成与土壤特性和生物质的生长特性有关,影响最大的是钾。钾可以是单质,也可以与硅结合成化合物。在燃烧过程中可能造成结渣或积灰。氮、磷、钾是植物生长的关键营养成分,植物在生长过程中,有选择性地地在植物细胞里积累了钾元素。一年生植物除了形成层,如树皮、小枝叶含有少量的钾外,其余部分均有非常高的钾含量。在燃烧过程中,钾元素更容易在相对较低的温度下进行迁移,然后沉积于受热面上,使受热面热阻增加,或者造成受热面腐蚀。钾元素也可能对燃烧器或燃气轮机耐高温的高性能金属材料造成腐蚀。积灰主要是由生物质中的钾等碱金属元素造成,温度小于 $800^\circ C$ 时, KOH 、 KCl 和硫酸盐是钾元素运输的关键组分。低温时,从生物质可燃组分碳和氢中将矿物质分离出来,可以避免碱金属运输的发生,从而提高燃烧器、燃气轮机和柴油机中生物质的高效燃烧。

对于燃用非木料的锅炉,运行的困难在于锅炉管束、过热器和水冷壁等受热面上的矿物质沉积,以及惰性床料和生物质的结块。随着燃用生物质设备运行时间的延长,需要对受热面管壁进行间断性清洁和维护,否则将影响生物质燃料燃烧发电和液化的大规模长期应用与发展。

对煤灰的灰熔特性的分析,国家标准采用的方法与美国 ASTM 基本一致,灰在 $800^\circ C$ 时进行预处理,然后进行三

角维高温加热分析,以确定灰的结渣与黏结特性。然而,稻草、麦秆和木料等生物质燃烧灰沉积的关键元素是钾,生物质中的钾和其他一些矿物元素在 800℃ 时开始挥发,重量损失可以改变灰的熔融特性。钾元素是灰形成多孔结构的关键元素,运行中钾元素含量可以达到钠元素的 1000 倍。在一年生树木的灰中,碱金属含量高达 35% 时,灰熔融温度可从 1300℃ 急剧降低到 700℃ 左右。此时,钾元素可以与生物质中的硅和流化床料形成共晶体;钾元素存在形式多样化,以氧化物、氢氧化物、硫酸盐、亚硫酸盐和挥发性氯化物等进行输运,从而对受热面和燃气轮机形成潜在的危险。

1.4 生物质燃烧的腐蚀问题

生物质直接燃烧发电过程中,受热面腐蚀直接影响着发电效率的提高。生物质灰渣中的成分迥然不同,如稻草与麦秆灰中含有较高的硅、氯及钾、钠等碱金属,这种灰熔点较低,容易在炉膛内结渣、结焦或沉积于受热面,严重影响燃烧生物质锅炉的换热,甚至造成腐蚀,将严重制约燃烧生物质锅炉的长期正常运行。不同的生物质燃烧过程中生成的灰成分完全不同,对受热面的腐蚀程度也不同。如何控制生物质燃烧过程中的结焦、结渣,从而减少运行过程的腐蚀程度显得尤为重要。另外,如何控制灰的形成特性或抑制灰腐蚀,以及选择与改进现有的受热面清灰措施,对系统运行的可靠性至关重要。

对受热面腐蚀产生严重影响的主要因素是烟气中的碱金属含量和氯含量。实验表明,氯的沉积程度受烟气中氯和碱金属含量的影响而直接取决于硫含量与前两者中含量值最大的相对比值,如图 5.3-1 所示。

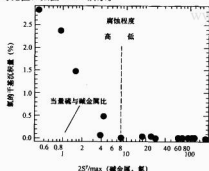


图 5.3-1 烟气中的氯基化合物腐蚀

1.5 生物质燃烧排放与控制

1.5.1 生物质燃烧排放

生物质是发电过程中唯一直接排放污染物的可再生能源,主要污染物有颗粒物 (PM)、CO、NO_x 和挥发性有机化合物;排放量取决于生物质的特性、炉型设计和运行条件等。不考虑脱硫,SO₂ 排放主要取决于生物质燃料中的硫含量,由于生物质中硫含量相对较少,因此燃烧产生的 SO₂ 排放也较少。欧洲典型生物质燃烧的排放数据见表 5.3-7。

表 5.3-7 欧洲典型生物质燃烧的排放数据

炉型	NO _x (mg/MJ)	颗粒 (mg/MJ)	焦油 (mg/MJ)	CO (mg/MJ)	UHC (mg/MJ)	VOC (mg/MJ)	PAH (μg/MJ)
旋风炉	333	59	—	38	—	2.1	—
流化床锅炉	170	2	—	0	1	—	4

续表

炉型	NO _x (mg/MJ)	颗粒 (mg/MJ)	焦油 (mg/MJ)	CO (mg/MJ)	UHC (mg/MJ)	VOC (mg/MJ)	PAH (μg/MJ)
煤粉炉	69	85	—	164	8	—	22
炉排炉	111	122	—	1846	67	—	4040
干燥炉	98	59	—	457	4	—	9
木料锅炉	101	—	499	4975	1330	—	30
新型木头干燥炉	58	98	66	1730	200	—	26
传统木头干燥炉	29	1921	1842	6956	1750	671	3445
壁炉	—	6053	4211	6716	—	520	105

对于可再生能源,温室气体排放是其能量利用过程中重要的特征指标之一,表征量一般以单位燃料热量排放的 CO₂ 质量来计,典型的排放值如图 5.3-2 所示。

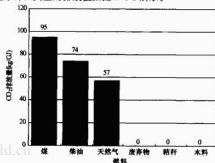


图 5.3-2 不同燃料燃烧过程中 CO₂ 的排放

1.5.2 污染物控制

生物质燃烧发电技术的发展除解决生物质燃烧安全、平稳运行等问题外,还需要提高效率和减少排放。灰颗粒收集是减少灰尘排放的重要手段,颗粒物主要依靠布袋或静电除尘器去除。

NO_x 和 CO 的排放与输入的燃料特性、锅炉设计、锅炉燃烧和运行状态有关,降低 NO_x 排放的主要方法有:

(1) 在适当的工况下,烟气中喷氨水或尿素可减少 NO_x 排放,生成氨氮化肥,同时可以降低烟气中 NO₂ 和 CO 排放的 33%~75%。

(2) 烟气再循环也可以降低 NO_x 的排放。

(3) 在高含氮量的燃料燃烧过程中,分段燃烧是降低 NO_x 排放所广泛采用的措施。分段燃烧过程中,燃烧气氛处于略为欠氧的条件下,小部分燃料氮转化为 NO_x。

(4) 采用选择性催化还原脱氮措施可减少 NO_x 的排放,但费用昂贵。

(5) 家禽粪便自然产生的氨态氮也可降低 NO_x 的排放。

燃烧温度低是防止碱金属结渣和积灰的主要措施。燃烧温度低意味着在保持燃烧效率相同的情况下,需要更多的换热面积。喷入生石灰可以减缓碱金属所带来的问题。在流化床系统中,喷入生石灰有助于防止床料结块,同时可以减轻结渣、积灰、腐蚀和酸性气体的排放。在碱金属问题严重时,喷入生石灰后必须进行高温烟气过滤以集捕挥发性碱金属,这是解决受热面积问题的一种选择。

对于发电系统,为避免过热器或锅炉管束的快速腐蚀,

过热蒸汽温度需控制在 400°C 。在燃用氮含量高的家禽粪便时,为了提高过热器或锅炉管束的寿命,过热器或锅炉管束需要昂贵的合金来制造。炉膛耐火材料中的水泥含量必须低,因为耐火材料中的钙很容易与氯反应,从而造成耐火层破坏。同时,必须计算烟气中的露点腐蚀温度,控制排烟温度,避免省煤器与空气预热器的低温腐蚀。

家禽粪便中自然发生的钙镁组分脱除 SO_x , 生成硫酸盐;为进一步满足排放要求,可采取一定措施,如燃料或烟气中喷入生石灰或熟石灰等,可大幅度降低 SO_x 的排放。

NO_x 生成的最佳燃烧状态,其过量空气系数低, CO 易于生成。低过量空气系数时,需要很好的燃烧控制,适当的火上二次风和三次风可以进一步降低 CO 的生成。燃用废木料,发电 1MW 每年可以减排 7500tCO_2 。

2 生物质燃烧锅炉

在气流的作用下,根据燃料颗粒的运动状态,可将燃烧方式划分为固定床、循环流化床、气流床和鼓泡床四种,如图 5.3-3 所示。旋风燃烧方式兼具固定床和悬浮燃烧的特点。

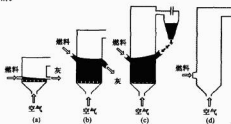


图 5.3-3 多种床型示意图

(a) 固定床; (b) 鼓泡床; (c) 循环流化床; (d) 气流床

2.1 生物质火床燃烧设备

固定床燃烧锅炉主要有水冷孔式固定炉排炉、链条炉、往复炉排炉和振动炉排炉四种类型。

往复炉排炉可以有效地燃烧低热值、高水分和高灰含量的生物质燃料。燃料通过干燥、气化、燃烧和燃尽四个区域,在燃烧区域,燃料的停留时间比较长。

在链条炉内,进入炉内的燃料通过辐射加热,高温烟气与颗粒引燃生物质,燃料在运动过程中一直燃烧。

通过气动输运或者机械推进,燃料被送入炉内,大部分燃料在炉排上燃烧,少部分燃料在空中悬浮燃烧。生物质燃烧后的燃尽灰均匀地敷在炉排表面上,可避免炉排直接暴露在燃烧的火焰中,从而阻止了火焰的辐射;炉排下的供风可以冷却炉排,这些都起到了防止炉排过热的作用。

炉排炉的设计与选用受到生物质中灰含量的影响。在燃烧过程中,含灰量低的木料,炉排更容易暴露在火焰中,火焰辐射加热炉排,使炉排过热,因此炉排需要冷却或采用耐高温材料来制造。炉排上的燃料分布不均匀,将影响炉排供风阻力不同,炉排上的局部过量空气系数差异大,燃烧效果比较差。因此,给料系统能否均匀进料显得非常重要。炉排设计时,应考虑锅炉负荷的变化,特别是部分负荷运行时,燃料均匀分布显得尤为重要。

燃用木片时,采用分布上进料,保证炉排表面的一次风供给均匀。一次风分布均匀与否,取决于机械进料时燃料在炉排上是否均匀分布。燃料中水分越大,给料均匀越重

要。燃料给进器的类型、数量和位置的正确设计,才能保证炉排上燃料分布的均匀性。燃用木片时,灰量少、灰颗粒粒度小,更容易被烟气携带,故需要除尘。考虑其灰熔融和积聚,炉排的优化设计及炉排上燃料和布风均匀可以减少或避免结渣。炉内燃烧温度低,可减少烟气中灰在受热面上的结渣和结垢。

炉排炉是木屑、森林废物和农业废弃物优先选择的燃烧方式之一,其燃烧方式控制炉排和空间悬浮燃烧同时存在,燃烧效率仅为 $68\% \sim 80\%$ 。在旋风分离器之后,安装静电除尘器,颗粒收集效率可达 99% 。由于生物质燃料的多样性和复杂性,炉排炉燃烧设计要适合各种燃料,以保证燃料的热值、水分和颗粒尺度变化对燃烧效率的影响不大。

炉排炉燃烧是成熟的技术,但仍需要进一步提高生物质的燃烧效率,方可降低投资成本。

2.2 生物质火室燃烧设备

燃料颗粒在气动输入燃烧室内,随着气流悬浮燃烧。一般地,设备要求相对湿度不超过 15% ,燃料粒径小于 6mm 。悬浮燃烧对颗粒尺度要求严格,对木片必须要求干燥和破碎,以满足燃烧要求。

燃烧时,大部分燃料悬浮燃烧,小部分燃料掉落到炉底,故需要适当布置一些耐火材料或孔式炉排,以燃烧掉入炉底未燃尽的燃料。

燃料和空气的完全混合,使用低过量空气系数,燃烧效率仍比较高,达 80% 以上,且负荷变化快,颗粒排放控制难度大。燃料停留时间不足,将造成不完全燃烧损失。

2.3 生物质流化床燃烧设备

图 5.3-4 所示为流化床锅炉的结构与受热面布置。燃烧过程中,流化床内有硅砂、石灰石等惰性物料和生物质燃料。一定压力的空气从流化床底部送入,保证惰性物料与生物质处于流化状态。生物质燃烧进入流化床内,与高温惰性物料剧烈混合燃烧,燃料颗粒尺度高达 40mm 。

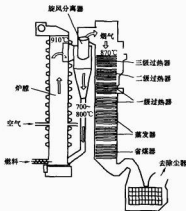


图 5.3-4 流化床锅炉的结构与受热面布置

流化床燃烧方式增加了生物质发电厂对燃烧的适应性。鼓泡床和循环流化床锅炉可以燃用森林废物、城市污泥、城市垃圾和农业废物等。流化床燃用燃料的水分可以在 $15\% \sim 65\%$ 内变化,但流化床锅炉的建设费用比炉排炉更加昂贵。流化床内燃烧温度一般维持在 $800 \sim 900^{\circ}\text{C}$, 过量空气系数一般控制在 $1\% \sim 2\%$, 同时采用分段燃烧,故不易

于生成 NO_x 。烟气中的颗粒含量比较高,需要很好的除尘设备来控制排放。燃料在燃烧前,如果成分不加以控制,则流化床锅炉维护费用高。

2.4 生物质旋风燃烧设备

图 5.3-5 所示为旋风燃烧锅炉的结构及炉内的燃烧状态。对旋风燃烧炉而言,燃料给进比较重要,燃料供给需要持续不断,以保持正常稳定燃烧,另外还需要安装点火器。燃烧过程中,也可以控制过的过量空气系数并采用分段燃烧来控制 NO_x 的排放。

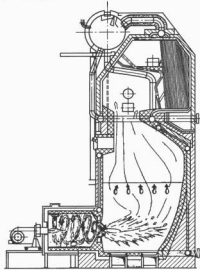


图 5.3-5 旋风燃烧锅炉的结构及炉内的燃烧状态

3 生物质直接燃烧发电系统

相对于煤燃烧发电而言,生物质直接燃烧(直燃)发电的规模很小,一般采用朗肯循环,锅炉热效率可达 90%,而发电效率仅为 20%。直燃发电在北美和欧洲比较成熟。截至 2005 年,美国约建有 1000 座生物质发电厂,其中大部分采用直接燃烧,仅 6 座采用湿燃方式发电,其平均发电容量为 20MW。2001 年,美国生物质直燃发电并网规模达 9709MW,发电总量达 600 亿 kWh,其中 2/3 来自废木料,1/3 来自固体垃圾废弃物及其填埋气。75% 的生物质直燃发电采用热电联供,其中 95% 的燃料供应来自废木料,以满足用户的自身电热联供为主。3827MW 发电来自固体垃圾及其填埋气,373MW 则来自农业生物质废物。

在瑞典、芬兰和丹麦,生物质直燃发电占很大的比重。瑞典就有 20 台以上,仅有很少的生物质与煤混燃电站。欧洲的大多数生物质热电联供厂应用在造纸工业中,木材生产结合联合区域热电联供。生物质发电比例最高的国家分别是芬兰、瑞典和奥地利。

3.1 常规蒸汽朗肯循环发电

生物质直燃朗肯循环发电,与煤燃烧发电相同,在过量空气供给的情况下,生物质在锅炉内燃烧加热水,产生高压蒸汽,蒸汽通过蒸汽轮机膨胀而发电。蒸汽温度和压力越

高,电厂效率越高。在欧美,绝大多数运行的生物质发电厂均采用朗肯蒸汽循环发电技术。如果采用热电联供,在高温加热器内产生蒸汽,则在较高的压力下冷却;如果无需供热,则膨胀做功后的蒸汽在冷凝器内冷却。

针对有的生物质燃烧存在着潜在的严重积灰和结渣危害,可通过改进炉排、布风板结构和受热面布置来改善。过热器可以采用一些特殊的布置,以尽量减弱和避免农业作物燃烧后飞灰中的氯和碱金属等腐蚀性,从而提高蒸汽温度和发电效率。对于废木料,干燥可以提高效率。

由于生物质燃料灰渣特性的限制,蒸汽温度和压力不易过高,因此导致系统效率降低。目前,先进的生物质发电系统的运行效率仅为 20%~25%,远低于煤炭发电效率。如此低的发电效率对生物质的成本比较敏感,只有燃料成本低,才能满足蒸汽发电系统的经济性要求。蒸汽发电系统规模决定了其投资成本,而生物质能量密度却限制了生物质发电系统的规模。因此,发电系统规模的确定取决于发电效率和生物质供给量的优化选择。为降低规模对投资成本的影响,锅炉制造商必须尽量降低锅炉等发电系统的制造成本。对于小规模蒸汽发电系统,锅炉管束可以采用低级的锅炉用钢,或采用其他改进措施来降低成本。

3.2 生物质直接燃烧发电系统的预处理系统

所有的生物质发电系统都存在能源生产、运输费用、经济性问题、预处理和进料问题。生物质发电除解决发电、配送问题外,还需要解决生物质的生产、收集和输送等供给系统。从生物质收割到预处理,必须进一步开发经济可行的、适合发电的新型进料方式。未来主要的技术发展方向包括生物质预处理、可靠连续地自动进料和运行,可靠的小型化燃烧器,小型化烟气净化设备,污染减排措施,生物质燃烧控制等。图 5.3-6 所示为生物质预处理系统的基本流程。



图 5.3-6 生物质预处理系统的基本流程

3.2.1 农作物废弃物的收割与打捆

农业废弃物收割系统的发展已经成熟,未来的技术改进空间比较小,进一步提高农业废弃物的打捆密度、提高装载量、降低运输费用是农业废弃物需要迫切解决的问题。打捆机已经发展到自动完成对小麦等秸秆作物的收集、压捆、打捆和堆垛等一系列作业。

秸秆捆的大小和密度直接决定打捆的成本及燃烧前的破捆难易程度,其取决于所采用的打捆机械。图 5.3-7 所示为秸秆类生物质拆捆利用的系统流程。其中,生物质分选输送装置如图 5.3-8 所示。秸秆捆一般分为圆捆和方捆。圆捆机结构简单、操作维护容易、间隙作业、生产效率低、打捆密度小、运输成本高、储存占地面积大;方捆机打捆密度大、运输和储存方便、可以连续作业、效率高,但结构复杂、制造成本高。



图 5.3-7 秸秆类生物质拆捆利用的系统流程



图 5.3-8 生物质分选输送装置

3.2.2 生物质的干燥

生物质的含水量大，且水分含量在收割、运输过程中的变化较大。含水量高直接影响着生物质的着火燃烧，从而影响其燃烧效率。同时，燃烧的稳定性对生物质的污染物生成与排放也会造成影响。因此，生物质燃料的干燥有利于其燃烧能量的利用。干燥方法一般分为自然干燥与热力干燥两种。

(1) 自然干燥。自然干燥是指利用太阳辐射或自然风力对生物质进行干燥。农作物秸秆在收割后，留置田间，利用太阳辐射降低其中的水分。将锯下的木片进行堆积成条垛，而且利用翻垛机进行间隔翻垛，以增加与空气的接触面积，从而降低其含水量。自然干燥是比较经济的干燥方法，但效率低下，且受到干燥场地和天气条件等因素的限制，也可能影响到农业的耕作。

(2) 热力干燥。热力干燥是指利用干燥设备或废热源对生物质进行加热干燥。热力干燥需要额外的能量，从而增加了生物质的利用成本。因此，尽量采用废热源或生物质自身的低位热量来干燥。热力干燥的效率较高。

3.2.3 生物质的破碎

生物质利用的预处理中，森林废弃物的破碎相当困难，其采集与收割系统处于快速发展期，开发价格低廉的破碎系统和降低运输费用是首要解决的问题。生物质燃料中，木料预处理机械比较复杂，木头切片机和木粉加工机械如图 5.3-9 和图 5.3-10 所示。

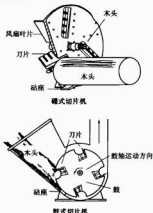


图 5.3-9 木头切片机

目前，能源作物仍处于发展起步阶段，其未来市场潜力比较大，需要提高能源作物的产量，降低生产成本，进一步进行植物育种和提高成本低廉的机械化作业程度。

3.2.4 生物质的运输

生物质运输系统是生物质燃烧前关键的预处理系统之

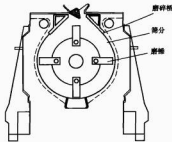


图 5.3-10 木粉加工机械结构示意图

一，其运输装备的连续安全运输性能直接影响着燃烧的自动控制。运输装置包括运输车辆、起重机、带式或链式输送机、螺旋给料机、气力输送系统等。仅从提高运输成本的角度考虑，宜尽量提高生物质的密度，但其受到燃料再次破碎和燃烧效果的约束。

适当的燃料与建厂选址也可以降低燃料的费用。对于农作物，陆地运输距离超过 30km 后，运输费用大幅上涨；水上运输的燃料价格合理的运输半径为 60~70km。

3.3 生物质直接燃烧热电联供系统

热电联供可以提高能源利用效率，节约能源费用。热电联供的主要优点有：①减缓能源价格波动的影响，燃料可以获得长期稳定供应；②满足环保要求；③提高利润和竞争力。在欧洲，热电联供应用广泛。热电联供的优势如图 5.3-11 所示。蒸汽温度与压力变化时，抽汽压力对电热比的影响如图 5.3-12 所示。

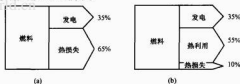
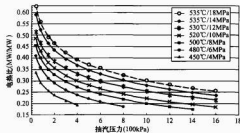
图 5.3-11 热电联供的优势比较
(a) 冷凝式电站；(b) 热电联供电站

图 5.3-12 蒸汽参数不同时抽汽压力对电热比的影响

芬兰 Iisalmi 热电联供厂燃用木柴和泥煤，木柴的热量输入占 70%，另外 30% 的热量由湿木片供给，热电联供如图 5.3-13 所示。正常运行后，每年需要 220GWh 的木柴作为燃料。区域供热量为 30MW，热水温度为 55/85℃。发电蒸汽参数为 9.3MPa 和 515℃，蒸汽流量 17.3kg/s，电力输出 14.7MW，最高发电量占热量输入的 40%。Iisalmi 当地 80% 的区域供热由生物质燃烧供给，目前还在继续增长。在投资不变的情况下，尽可能提高电热比例可提高经济性。锅

炉采用 Foster Wheeler 能源公司生产的 48MW 生物质流化床锅炉。热电联产系统有电热比例不同的两种可行性方案, 选用高电热比例系统, 发电提高 16%, 而投资仅增长 4%。

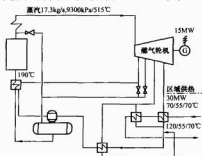


图 5.3-13 芬兰 Iisalmi 热电联供厂流程图

3.4 生物质直接燃烧发电系统的经济性分析

生物质直接燃烧发电与煤燃烧发电比较, 机会成本比较高。在一些地区, 利用木料发电存在市场不确定的因素, 潜在の木料燃烧发电用户在作详细的经济分析前, 需要先进行

简单、非正式的可行性分析。生物质发电厂的初投资是常规化石燃料发电厂的 50%~200%, 初投资费用高, 主要原因是生物质燃料需要预处理和庞大的储存系统。因此, 在生物质发电系统 20 年设计寿命的基础上, 结合初投资进行逐年分析和评估。按度木料燃烧发电的运行经验, 尽管技术比较成熟, 木料燃烧发电的运行和维护费用大约在燃料价格的基础上增加 50%。在美国, 2000 年生物质直接燃烧发电效率提高到 27.7%, 投资成本为 1745 美元/kW。燃料成本为 2.5 美元/GJ, 运行成本则为 4.77 美分/kW, 生物质直接燃烧发电平均价格为 7.5 美分/kW。2005 年, 美国生物质发电的电价为 8~12 美分/kW, 2010 年的目标是控制生物质直接燃烧发电平均价格在 7 美分/kW 之内。

加利福尼亚州有 31 座生物质发电厂在运行, 总装机容量为 631MW。其中, 2/3 的电厂在固定协议电价维持运行, 协议执行至 2006 年中, 其余 1/3 的州电厂依短期高价电价来维持。未来的生物质发电价格存在不确定性, 将取决于未来政策的制定和激励机制, 这也将是我国生物质直接燃烧发电长期需要解决的现实问题。丹麦则采用热电联供来弥补独立发电的经济性缺点。热电联供受供热用户规模的限制, 电、热和热电联供设备投资、运行费用和效率比较见表 5.3-8。

表 5.3-8 电、热和热电联供设备比较

设备	规模 (MW)	燃料消耗量 (t/年)	投资成本 (百万美元)	运行维护费用 (百万美元)	效率 (%)
发电	居民用户	10~75	100 000~800 000	20~150	2~15
	工业用户	2~15	10 000~150 000	4~50	0.5~5.0
	校园用户	—	—	—	—
	商业用户	—	—	—	—
供热	居民用户	14.6~29.3	20 000~40 000	10~20	2~4
	工业用户	1.5~22.0	5000~60 000	1.5~10	1~3
	校园用户	1.5~17.6	2000~20 000	1.5~8	0.15~3
	商业用户	0.3~5.9	200~20 000	0.25~4	0.02~2
热电联供	居民用户	25 (73)	275 000	50	5~10
	工业用户	0.2~7 (2.9~4.4)	10 000~100 000	5~25	0.5~3
	校园用户	0.5~1 (2.9~4.4)	5000~10 000	5~7.5	0.5~2
	商业用户	0.5~1 (2.9~7.3)	5000	5	0.5~2

4 生物质混合燃烧发电系统

生物质的组成是碳水化合物, 与常规的矿物燃料石油、煤等的内部结构和特性相似; 而煤和石油都是生物质 (古代动植物遗体) 经过长期的地质作用而形成的, 因而生物质能发电可以充分利用已经发展起来的常规能源发电技术, 即在现有的以煤、油、天然气等矿物燃料发电的常规电厂的基础上, 对燃料供应和燃烧器进行部分改造, 只加装一套生物质系统, 利用电厂的现有设备, 以生物质燃料替代部分矿物燃料进行混合燃烧发电。尤其是大型电厂的可调性大, 能适应不同程度的生物质混合燃烧, 可以根据当地生物质资源的可获得程度灵活匹配生物质混合燃烧规模。常规电厂燃用的煤、石油等为不可再生矿物燃料, 可开发利用资源量有限, 而且逐年减少, 日趋枯竭; 而生物质则属于可再生的能源资源, 可持续生产重复获得。通过生物质混合燃烧方式可以节省煤、石油等矿物燃料资源, 从而降低对传统能源资源的依赖程度。目前, 常规电厂以燃煤电厂居多, 生物质混合燃烧发电技术大多应用在燃煤电厂, 而煤粉燃烧是燃煤电厂锅炉的主要燃烧方式。生物质的挥发分离, 约为烟煤的 2 倍, 而且在较低的温度下即可析出, 因此, 生物质—煤混合燃烧

可以改善炉内煤的着火性能。

根据生物质与矿物燃料混合燃烧的方式, 生物质混合燃烧发电技术又可以分为直接混合燃烧发电和气化混合燃烧发电。

4.1 生物质直接混合燃烧发电系统

4.1.1 生物质直接混合燃烧发电的工艺流程

生物质直接混合燃烧发电方式采取的工艺流程为: 在原有电厂锅炉设备基础上附加生物质接收、储存和预处理设备, 使生物质燃料在粒度等性质上适于在锅炉内与煤粉混合燃烧; 同时, 原有燃料入炉输送系统及锅炉粉燃烧器需根据生物质燃料特性作相应的局部改造。直接混合燃烧方式中, 生物质以固相态与矿物燃料混合燃烧, 如图 5.3-14 所示。

(1) 生物质与煤预先混合粉碎后再进入锅炉燃烧。此混合方式对生物质种类有一定限制, 如纤维质树皮会引起磨煤机研磨问题, 25~50mm 粒度的秸秆或柳枝梗即便在 5% 的质量混合比例下也会在煤仓内产生“搭桥”现象, 导致堵塞。这种混燃方式在木质废弃物与煤粉混燃的情况下能实现

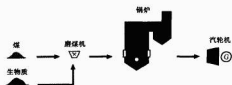


图 5.3-14 生物质与煤粉直接混合燃烧的工艺流程简图

混合的质量比例小于 5%；但这种混合方式如果应用于旋流燃烧炉，生物质的质量混合比例可达到 20%。因为旋流燃烧炉不需要磨煤机，6mm 粒度的煤粒可直接在旋流燃烧炉内燃烧。

(2) 生物质不经磨煤机而单独预处理后，与煤分别进入各自的燃烧器点火或分别吹入炉内，然后在炉内混合燃烧。这种混合方式要求的生物质处理设备比前一种方式复杂，而且生物质预处理的粒度必须达到它在炉内充分燃烧所需停留时间的要求。根据国外一些示范工程的经验，木质系生物质一般在小于 3mm 的粒度下，最大不超过 6mm，才能实现良好的炉内混燃；而秸秆、柳枝稷在小于 50mm 的粒度下就可以顺利实现炉内混燃。此外，第二种直接混燃方式可实现的生物质—煤粉混燃比例比第一种方式的高，一般在 5%~20%，甚至更高。

4.1.2 生物质直接混合燃烧锅炉

在美国和欧盟等发达国家建设的生物质直接混合燃烧发电示范工程的主要燃烧设备是煤粉锅炉。煤粉锅炉在燃煤电厂中占据主导地位，且它可以实现相对较高的生物质混燃比例。生物质燃料与煤混合一起进入磨煤机被重锤破碎之后，通过煤粉喷嘴吹入锅炉中燃烧；或者采用单独的磨碎机将生物质燃料磨碎至一定的细度后，再通过单独的生物质喷嘴吹入锅炉中燃烧。煤粉锅炉常规的燃烧方式有切圆燃烧和墙式燃烧。四角切圆燃烧技术可以实现空气分级供风、燃料分级的燃烧，具有炉膛充满度好、扰动大、有利于燃尽、低 NO_x 排放等一系列优点，是当前国际先进的一种燃烧方式；墙式燃烧的燃烧器有前后墙对冲布置和前墙布置方式，对冲方式沿炉膛宽度方向的热量输入均匀，墙式燃烧的旋流燃烧器具有较强的自稳燃能力和较大的调节比。在相同情况下，切圆燃烧锅炉的 NO_x 排放通常比墙式燃烧锅炉的低。

在瑞典、芬兰等国，通常采用沸腾流化床或循环流化床作为生物质混合燃烧锅炉。沸腾流化床的输出功率可达 300MW，循环流化床的输出功率则达 400~600MW。流化床燃烧技术由于其 NO_x 排放量少，床料中添加石灰石后可降低 SO_2 的排放，加之燃料炭的转化率高，因而在烟气排放污染物控制上具有优势。例如，芬兰的 Alholmens Kraft 电厂 (550MW) 是世界上最大的生物质燃料发电厂，燃料由 45% 的泥煤、10% 的森林残余物、35% 的树皮及木材加工废料以及 10% 的重油或煤组成。

低于 10MW 的生物质与煤直接混合燃烧锅炉大多为层燃锅炉，可以装备移动炉排、振动炉排或旋转炉排。新的方案还包括了许多自动化功能，如用起重机和传输设备将燃料从储存处送到锅炉前的添料筒中。添料筒与所谓的“空气喷嘴”相连接，在气流的输送下将燃料送到锅炉的振动炉排上。大部分燃料处于悬浮状态，在穿过燃烧室的过程中不断燃烧，大颗粒燃料则在炉排上燃烧。

另外，将固体废物（如生活垃圾或废旧木材等）放入水泥窑中进行燃烧也是一种生物质混合燃烧技术，并得到了一

定的应用。

4.2 生物质气化混合燃烧发电系统

生物质气化混合燃烧发电方式采取的工艺路线为：在原有电厂锅炉系统的基础上增加一套独立的生物质气化系统，包括生物质接收、储存和预处理设备。生物质燃料首先在气化炉装置内发生热化学气化反应生成可燃气体，可燃气再引入电站锅炉内与煤粉混合燃烧。根据生物质气化可燃气在锅炉内所处的燃烧段位置，需在炉内增加生物质气燃烧器或局部改造原有煤粉燃烧器。气化混合燃烧方式中，生物质以气相态产物与矿物燃料混合燃烧，如图 5.3-15 所示。

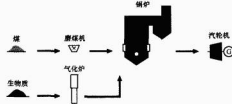


图 5.3-15 生物质气化后与煤粉混合燃烧的工艺流程简图

4.2.1 生物质气化混合燃烧发电技术的特点

生物质首先在气化炉中气化得到可燃气体，如空气气化得到的高温可燃气体中包含 H_2 、 CO 、 CO_2 、 CH_4 、 C_2H_2 、 C_2H_4 、 H_2O 和 50% 左右体积的 N_2 ，以及其他少量高分子碳氢化合物，同时气体中还携带有未反应完全的细焦炭颗粒。该高温可燃气体无须经过净化冷却，可直接进入燃煤锅炉燃烧，使生物质的能量通过三种不同方式即高温显热、生物质燃气及其携带入锅炉的细焦炭颗粒从气化炉传到煤粉锅炉。生物质气化混合燃烧发电增加的气化系统不需要紧靠电站锅炉的煤燃烧室，可以在合理的范围内布置，比较灵活；同时也不需要配备生物质气化可燃气净化设备，高温可燃气体直接进入锅炉燃烧，燃气中的高分子碳氢化合物将不会冷凝，所以没有燃气净化过程中产生的焦油问题，也不需要为气化炉单独配备小型发电系统。

4.2.2 生物质气化混合燃烧发电的优点

生物质气化混合燃烧技术有以下优点：

(1) 生物质气化可燃气在炉内完全燃烧所需停留的时间很短。

(2) 生物质灰和煤灰分离。

(3) 生物质气化混合燃烧发电的投资成本虽然比直接混合燃烧的高，但是其应用范围广，适合于不同燃料（煤、石油、天然气）电厂的混合燃烧发电。

大多数燃煤电厂燃烧的是粉煤，有的生物质燃料不经粉碎预处理不能直接加入粉煤混合燃烧，此时可采取先气化再混合燃烧的方式。

4.3 生物质混合燃烧发电技术的研究应用状况

4.3.1 国外研究应用状况

许多国家纷纷开展了生物质混合燃烧发电技术的研究和应用。其中，在美国和欧盟等发达国家的研究和应用相当普遍，已经建设了许多示范工程，装机容量在 50~850MW，少数系统为 5~50MW。目前，美国生物质发电装机容量已达 10.5GW，其中 70% 采用生物质—煤混合燃烧工艺。表 5.3-9 列出了美国的生物质—煤混合燃烧发电应用实例。

表 5.3-9

美国的生物质—煤混合燃烧发电应用实例

开发者	燃煤电站	生物质(质量)混燃比例,混燃方式	电站发电容量(MW)	煤种	生物质
TVA	Kingston ▲	1%~5%, #-1	190	烟煤	木质废弃物
Kansas City Power & Light	La Cygne □	5%, #-1	840	烟煤	木质废弃物
GPU Genco	Shawville ▲+△	3%, #-1	190 138	烟煤	木质废弃物 白杨木
Santee Cooper	Plant Jefferies △	10%~20%, #-1	165	烟煤	木质废弃物
NIPSCO	Michigan City □	10%, #-1	469	PRB, Shoshone (地区) 煤	木质废弃物
MG&E	Bloom △	5%~20%, #-2	50	烟煤	柳枝梗
NYSEG	Greenidge ▲	10%~20%, #-2	108	烟煤	木质废弃物
Alabama Power Southern	Gadsden ▲	12%, #-2	60	烟煤	柳枝梗
Southern	Plant Kraft ▲	20%~50%, #-2	55	烟煤	木质废弃物

注 1. □旋流燃烧; ▲切圆燃烧; △嘴式燃烧。

2. #-1 表示生物质和煤直接混合燃烧发电—生物质和煤混磨粉后进入炉内混燃。

3. #-2 表示生物质和煤直接混合燃烧发电—生物质和煤分别预处理后进入炉内再混燃。

4. 表中实例在文献实例基础上有增减。

美国的生物质—煤混合燃烧发电应用基本上采用的是直接混合燃烧发电方式,而且以木质废弃物(木屑等)与烟煤混合燃烧居多,生物质混合燃烧的质比例一般在20%以下。生物质气化混合燃烧发电在欧洲的应用则相对较多,但总的应用实例仍然很少,见本章案例。

4.3.2 国内应用状况

我国的生物质混合燃烧发电技术还处在技术研究阶段。在“十一五”期间拟开发出高效、稳定运行和低成本生物质—煤混合燃烧技术与成套设备,为生物质—煤混合燃烧发电提供技术与装备支撑,其技术关键主要包括生物质原料预处理技术、生物质—煤混合燃烧的灰分结渣与防腐控制技术、生物质可燃气—煤混合燃烧技术、锅炉防腐蚀技术等。根据生物质燃料的特点,优化燃煤锅炉燃烧参数,控制生物质燃烧的碱形成过程,可以有效地解决生物质灰分结渣、高温腐蚀和烟气脱硝催化剂失活等问题。

我国对生物质混合燃烧发电技术的应用给予了重视。2003年,国家科技型中小企业技术创新基金重点支持项目就包括了100MW以下中小型燃煤电厂生物质综合利用技术;生物质—煤混合燃烧和生物质燃料—煤混合燃烧等技术;生物质—煤混合燃烧和生物质燃料—煤混合燃烧技术与装置,系统效率在30%以上。虽然实际应用才刚刚起步,但是本着引进和创新过程,已经开始取得明显的进展。如山东省是农业大省,农业生物质资源丰富,在生物质混合燃烧发电技术示范应用方面取得了实质性的进展。

(1) 木糖醇—煤混合燃烧发电。在有“中国功能糖城”称号的山东省禹城市,生产的功能性糖类产品已占国内市场份额的80%以上,但是生产功能糖的原料——玉米芯的85%的成分都要变成工业废渣,仅该市3家大型功能糖企业一年产生的木糖醇废渣就有20多万吨,这些废渣的酸性较强,对周边环境和地下水污染严重,每年的处理费就需要200多万元。本着走清洁生产、发展循环经济的思路,该市通裕集团通过技术改造,成功开发了生物质热电联产项目。热电厂利用企业产生的木糖醇废渣、低聚木糖醇等生物质燃料替代部分燃煤供热发电,如果按每110元的价格购进木糖醇废渣,每度电的成本就由原来的0.42元降低到0.147元,相当于每天为企业节省原煤120t。热电厂一下子买断了企业10年的废渣,不但能够满足工业园区内所有企业的电、

汽需求,而且渣料燃烧后的底灰作为有机肥料返还土地,还可使生物质废弃物实现无害化再利用。

(2) 秸秆—煤粉混合燃烧发电。山东聊城市电力总装机容量约400万kW,但全部为燃煤电厂。而面对100余万吨无法得到有效利用的大量秸秆带来的环境问题,该市决定走一条良性循环的可持续发展之路,将通过对现有燃煤电厂进行秸秆混合燃烧发电改造等生物质利用,以缓解全市的煤炭供应压力,促进全市的电力发展。而在山东枣庄,我国第一台秸秆—煤粉混合燃烧发电机组已于2005年底在华电国际十里泉发电厂成功投产,见本章案例。

4.4 生物质混合燃烧发电存在的问题

生物质直接混合燃烧发电的应用比较成熟,但是在生产实践中仍然存在一些需要研究解决的实际问题:

(1) 大多数燃煤电厂燃烧的是粉煤,大型锅炉内,粉煤在2~3s的时间即迅速燃烧。而生物质燃烧所需的时间较长,并随着其粒度和湿度变化,因此会影响炉内燃烧的稳定性。另外,如果生物质种类、质量不一,也会严重影响燃烧的稳定性。

(2) 燃煤锅炉的燃烧温度通常介于1000~1250℃,高于生物质的灰熔点,容易引起结渣。

(3) 秸秆类生物质的灰中氯的含量高,在400℃以上具有高温腐蚀性,影响热交换器的传热性能。

(4) 生物质燃烧生成的碱会使燃煤电厂中的脱硝催化剂失活。

生物质气化混合燃烧由于生物质气化可燃气在炉内为气相燃烧,而且生物质灰和煤灰是分离的,所以没有上述直接燃烧存在的问题。

5 生物质燃烧发电的案例介绍

5.1 生物质直接燃烧发电案例

生物质直接燃烧发电系统初投资比常规发电系统大。因此,尽量控制生物质原料费用显得尤为重要。提高发电效率、合理降低安装和运行维护费用可以尽可能降低运行费用。排放控制的持续加强和环境保护意识的日益增强使洁净

和高效燃烧显得特别重要。为获得高效洁净的燃烧,有必要加强燃烧与系统效率方面的基础知识,为潜在的生物质发电系统购买商提供了解系统制造商提供的信息服务,从而做出合理的系统选择,以提高燃烧效率,降低燃料消耗量和燃料费用等。表 5.3-10 给出了不同规模的生物质直接燃烧发电的效率。

表 5.3-10 不同规模的生物质直接燃烧发电的效率比较

发电技术	发电效率/%	
	发电规模	
	<10MW	20~40MW
直接燃烧/蒸汽循环	16~25	22~30
流化床/蒸汽循环	22~28	25~32
集中焚烧炉/蒸汽循环	20~25	22~28
常压气化/气体内燃机	24~30	24~30
常压气化/燃气轮机	28~33	35~40
增压气化/燃气轮机	34~38	38~43

提高直接燃烧发电的效率,则相对降低了排放和投资与运行费用,也提高了电厂运行的可靠性。增加干燥设备也可以提高效率和降低投资成本。根据合理的生物质运输成本,经济的发电容量一般在 10~30MW。

燃料从储存系统通过螺旋或皮带输送机自动输送到燃烧系统。燃料量自动定量后均匀进入燃烧室。炉内耐火材料辐射加热生物质,水分和挥发分先释放出来,烟气回流,生物质着火燃烧。生物质燃烧产生的热量加热水、蒸汽、导热油、空气或其他介质等进行区域供热或发电。采用多级旋风分离、湿法脱除或静电除尘器控制颗粒排放,底灰进入灰渣处理系统,采用全自动系统处理灰渣,以确保系统安全运行。采用计算机控制炉排推进速度和鼓风以及运行故障报警系统等,同时也可以利用计算机进行远程控制,实时地指导运行人员进行操作。

5.1.1 秸秆直接燃烧发电

EHN 公司在西班牙 Navarra 区建造了以麦秆为主要燃料的 27.5MW 蒸汽发电厂,厂用电为 2.5MW,其系统流程

如图 5.3-16 所示。该技术基于新颖的生物质锅炉,核心技术是采用炉内悬挂杆式高温过热器,过热器采用特殊材料和特殊的结构设计,以解决燃用麦秆带来的结渣和腐蚀问题。采用避免高温的给料系统和液压振动炉排,炉排采用丹麦 FLS 公司的改进炉排设计。设计燃料为 100% 的麦秆或混合总热量相当于 50% 的木粉量,年消耗燃料量为 16 万 t 麦秆,需要建造一座专用燃料备用仓。为了满足燃料的不间断供应,公司与农场主和服务公司签订了长期合约,以解决燃料的收集、处理、运输和储存等配套管理问题。电厂于 2002 年 6 月开始并网发电,2003 年初达到满负荷,2003 年秋季进入商业运行。在一年的试运行过程中,共燃用相当于含水量 11% 的 99 124t 麦秆,输出电量 1.189 4 亿 kWh。

该发电系统各环节情况如下:

(1) 锅炉。麦秆通过四个机械给料装置进入锅炉,炉排每 5 分钟振动几秒钟,燃料随炉排振动经干燥段、挥发分析出段、燃料燃烧段和燃尽段,燃尽灰最后进入除灰系统。锅炉运行时,炉排的振动与停止间隔可以调节,以适应麦秆的燃烧特性。炉排由开孔钢板构成,燃烧所需的空气通过炉排上开孔供给,该炉排的维护费用较低、可靠性高。从炉排漏下去的灰和布袋除尘器收集的灰运输到灰仓,均可作为肥料使用。锅炉与麦秆预处理系统技术由 FLS 公司提供。

(2) 受热面。烟气先流经炉膛顶部悬挂的屏式过热器,然后经过给水省煤器和空气预热器,待温度冷却至 130℃ 后,再经烟囱排放于大气。

(3) 蒸汽循环。麦秆燃烧后的烟气可以将屏式过热器内蒸汽加热至 540℃。麦秆灰中的碱金属含量高,碱金属可以使过热器产生快速的高温腐蚀,因此过热器需要特殊设计,包括采用防腐蚀材料、受热面余量设计等。过热器材料的使用性能有待进一步运行考验和测试分析。

锅炉给水预热,540℃ 和 10MPa 的高温高压蒸汽经抽汽—凝汽式汽轮机发电,从汽轮机排出来的蒸汽在冷凝器内由河水冷却,冷凝水返回水箱,再次预热后进入下一个循环。

(4) 汽轮机与发电机。汽轮机采用抽汽—凝汽式汽轮机,交流发电机为 30MW,电力消耗 2.5MW,净功率输出为 25MW。交流发电机输出电压为 10kV,通过变压器输送到 66kV 的电网,独立的辅助变压器用于满足电厂自用电。汽轮机和发电机由 Alstom-AEB 提供。

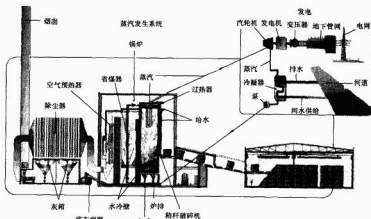


图 5.3-16 EHN 公司的 27.5MW 秸秆蒸汽发电厂流程图

与燃煤电厂相比,可以计算出 25MW 生物质发电厂年避免排放 210 000t CO₂ 和 4600t SO₂。

该发电厂总投资 5100 万欧元,其中欧盟资助 300 万欧元,西班牙 IDEA 除资助 240 万欧元外,投资 10%。每吨麦秆原料到厂价为 36 欧元,年消耗量达 16 万 t,燃料费用每年约 576 万欧元。一般运行和维护费用约为 12 欧元/MWh,包括备件费、分期付款、财政费用和不可预见费用等。用户购买电价为 65 欧元/MWh,年发电量为 200GWh,年电力销售约 1300 万欧元,包括资助费用,回收周期约 15 年。

该电厂创造了 24 个就业岗位,燃料收集、处理和运输系统则提供了 80 个就业岗位,建设期间,为 200 人提供了 18 个月的现场工作机会。

5.1.2 森林废弃物直接燃烧发电

美国的大部分生物质发电以森林废弃物为原料,其经济优势是废木料价格远低于化石燃料价格。森林废弃物主要来源于木材加工厂或城市固体废弃物的木料剩余物,运输费用占废木料价格的主要成本,燃料供给的不确定性决定了燃料价格变化大。按木料干基热值为 18~21MJ/kg,1t 湿木料(含水量 50%)热量约 10GJ,蒸汽发电效率为 25% 计算,则每 kWh 电大约需要 1.36kg 木料。木料水分和灰分含量高且变化大,且水分、灰分含量和颗粒尺度比热值对燃烧的影响更大。

废木料直接燃烧发电的投资成本是燃油发电的 1.5~4 倍,相同规模的燃烧效率仅为 65%~75%,发电效率则为 18%~24%,而燃气和燃油燃烧效率可达 80% 以上。废木料燃烧发电存在的主要问题有自动燃烧难、负荷调节运行时间长、需要除灰和灰处理等。废木料发电技术比较成熟,经济性是考虑的主要因素,可以减少如木材加工等用户的燃油和耗电。废木料发电可能受到燃料运输成本、发电效率和设备维护费用方面的影响。当化石燃料价格上涨时,废木料发电的经济优越性更加明显。废木料在未来作为能源资源的价格会发生变化。

5.2 生物质直接混合燃烧发电案例

5.2.1 纽约 Greenidge 发电厂木屑—煤直接混合燃烧发电

发电机组容量 108MW

锅炉燃烧方式 四角切圆燃烧

燃料 煤粉—木屑混燃

最大混燃比例 30% (质量比)

进料方式 木屑与煤分别喷入炉内后混合燃烧

纽约 Greenidge 发电厂位于纽约 Dresden 的 Seneca 湖西岸,采用生物质混燃发电的 6 号锅炉于 1953 年制造,为 108MW 四角切圆燃烧煤粉炉,16 个燃烧器分 4 层布置,每个角 4 个。锅炉蒸汽参数为 340t/h,540℃/10.1MPa,配置静电除尘器,满负荷运行时的烟煤燃烧量为 42t/h。1994 年 10 月,该锅炉开始应用生物质混燃技术发电,主要目的是降低电厂燃料成本。混燃的生物质为刨花板碎屑及少量的其他木材废弃物,混燃比例最大达到 30%,每天运行 16h,满负荷时的日处理量相当于 120t (干) 锯木屑。刨花板碎屑运抵电厂时的尺寸约 50.8mm (2 英寸) 以下,水分含量占 10%~40%,相应热值为 18 610~10 468 kJ/kg。刨花板经锤磨机粉碎至 6.35mm (1/4 英寸) 以下,再由一台 36kW 的风机经两个布置于锅炉对角的 152.4mm (6 英寸) 喷口吹入锅炉后与煤粉混合燃烧。经测试,当木屑混燃比例达到 30% (质量比) 时,锅炉效率降低约 0.8%,锅炉蒸汽发电量没有减少,粉尘和 CO 排放水平没有受到影响,SO₂ 排放

水平下降约 15%。当木屑 (湿度为 35%~45%) 混燃比例为 5% (能量比) 时,NO_x 排放减少量为 0.4~0.6t/d。木屑发电容量每替代 1MW 的煤炭发电量,每年则减排 6000t CO₂。因此,当混燃比例为设计值 20% (重量比) 时,则年 CO₂ 减排量为 65 000t。1999 年,6 号锅炉采用两班倒运行共混燃了 30 000 多吨木质废弃物,没有发生什么大的问题,约占锅炉总产量的 15%。

5.2.2 山东枣庄华电国际十里泉发电厂秸秆—煤直接混合燃烧发电

发电机组容量 140MW

燃料 煤粉—木屑混燃

混燃比例 18.5% (热容量比)

进料方式 秸秆与煤分别喷入炉内后混合燃烧

位于我国山东枣庄的华电国际十里泉发电厂引进了丹麦 BWE 公司的秸秆发电技术,静态投资 8357 万元,于 2005 年 5 月对其 5 号燃煤发电机组 (140MW 机组,锅炉 400t/h) 进行秸秆—煤粉混合燃烧技术改造,增加了一套秸秆收购、储存、粉碎、输送设备,同时增加两台输入热负荷为 30MW 的秸秆专用燃烧器,并对供风系统及相关控制系统进行改造。项目于 2005 年 12 月 16 日投产运行。锅炉原有系统和参数不变,秸秆燃烧输入功率为 60MW,占锅炉热容量的 18.5%,秸秆耗用量为 14.4t/h,可以替代原煤 10.4t/h。机组每年可燃用 10.5 万 t 秸秆,相当于替代 7.56 万 t 原煤 (20 934kJ/kg),年可利用秸秆价值 3000 多万元人民币。

目前,十里泉发电厂秸秆收集的 4 个收购点运行情况较好,基本可以满足电厂用秸秆的需要。但秸秆的收购价格逐渐走高,已由原 100 元/t 爬升到 400 元/t,加之秸秆收购、储存、粉碎和输送所需的关键设备依靠进口,从而导致秸秆混发电成本增加约 1 倍,市场竞争力明显下降。

该项目是我国第一台秸秆—煤粉混合燃烧发电项目,对在我国推广生物质混合燃烧发电技术具有良好的示范作用和推广价值。

5.3 生物质气化混合燃烧发电案例

奥地利 Zeltweg 发电厂木屑气化—煤混合燃烧发电项目:

发电机组容量 137MW

锅炉燃烧方式 四角切圆燃烧

燃料 煤粉—木屑气化可燃气混燃

混燃比例 3% (热容量比)

进料方式 木屑气化后燃气与煤分别喷入炉内燃烧

奥地利最大的电力供应商 VERBUND 1997 年起在 137MW 的 Zeltweg 燃煤发电厂成功进行了生物质气化混合燃烧项目工程示范。该电厂位于奥地利一处林木工业发达的农村地区,林业生物资源丰富。电站锅炉蒸汽参数为 535℃/18.5MPa,在距电站锅炉房 20m 远处增加了一套循环流化床气化炉装置,如图 5.3-17 和图 5.3-18 所示。气化炉微正压运行,气化所需空气来自锅炉空气预热器,预热温度为 270℃,通过调节空气流量来控制气化炉内的反应温度和流化状态。生物质原料 (树皮、木屑等) 的粒度最大不超过 30mm×30mm×100mm,首先在气化炉中通过部分燃烧以维持 850℃ 的炉内反应温度,其余部分发生气化反应,产生的高温可燃气不需净化和冷却,直接引入燃煤锅炉上部膛进行燃烧,标准状况下的燃气热值为 2.5~5MJ/m³。生物质燃气热容量设计值为 10MW,可替代约 3% 热容量的煤炭,相关参数见表 5.3-11。

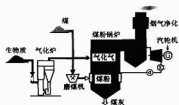


图 5.3-17 Zeltweg 燃煤电站生物质气化混合燃烧发电示意图

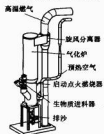


图 5.3-18 Zeltweg 燃煤电站生物质气化混合燃烧发电的气化炉装置

表 5.3-11 Zeltweg 发电厂木屑气化—煤混合燃烧发电项目相关参数

参 数	煤 炭	生物 质
热容量 (比例)	330MW (97%)	10MW (3%)
燃料	无烟煤	树皮、木屑等
发电规模	137MW	
燃料消耗	47t/h	3%的热容量输入
燃料 (气) 热值	27MJ/kg	2.5~5MJ/m ³ (标准状况下)
自用电	7kW/MW	14kW/MW
未转化碳		10% (摩尔比)
燃气携带入锅炉的焦炭粒度		200μm
标准状况下气化空气消耗量 (270℃)		3.638m ³ /h

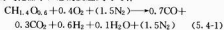
第4章 生物质气化发电

1 生物质气化特性

1.1 生物质气化原理

生物质气化是在一定的热力学条件下,将组成生物质的碳氢化合物转化为含一氧化碳和氢气等可燃气体的过程。为了提供反应的热力学条件,气化过程需要供给空气或氧气,使原料发生部分燃烧。气化过程和常见的燃烧过程的区别是:燃烧过程中供给充足的氧气,使原料充分燃烧,目的是直接获取热量,燃烧后的产物是二氧化碳和水蒸气等不可再燃烧的烟气;气化过程只供给热化学反应所需的那部分氧气,而尽可能将能量保留在反应后得到的可燃气体中,气化后的产物是含氢气、一氧化碳和低分子烃类的可燃气。

生物质气化包括热解、燃烧和还原反应。在以空气为气化介质的气化过程中,总的反应式可写作



式(5.4-1)中 $\text{CH}_{1.4}\text{O}_{0.8}$ 代表生物质的分子式,以空气为气化介质意味着同时加入氧气和氮气。因为氮气不参加反应,反应后留在燃气中稀释了可燃成分,所以以空气为气化介质的气化只能得到低热值的燃气,热值一般为 $5\sim 6\text{MJ}/\text{m}^3$ 。

1.1.1 主要气化反应

气化过程的一些主要反应及各反应的平衡常数见表5.4-1。

表5.4-1 气化过程的主要反应及各反应的平衡常数

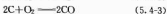
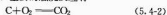
序号	反应式	热力学温度(K)			
		700	900	1200	1500
1	$\text{C} + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2$	29.50	22.97	17.24	13.80
2	$2\text{C} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}$	25.89	22.21	16.96	16.97
3	$2\text{CO} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2$	33.11	23.72	15.52	10.63
4	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$	31.17	23.00	15.80	11.45
5	$\text{C} + \text{CO}_2 \rightarrow 2\text{CO}$	-3.61	-0.75	1.72	3.17
6	$\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$	-2.64	-0.39	1.58	2.76
7	$\text{C} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2$	-1.67	-0.03	1.44	2.35
8	$\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$	-0.97	-0.36	0.14	0.41
9	$\text{C} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4$	0.94	-0.50	-1.81	-2.61

1.1.2 气化过程

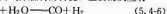
(1) 热分解过程。原料进入气化器后,首先被加热干燥,当温度升至 250°C 时开始发生热解反应。热解是高分子有机物在高温下吸热所发生的不可逆裂解反应,其结果是大分子碳氢化合物的链被打碎,析出生物质中的挥发物,留下木炭构成进一步反应的床层。生物质的热解产物是非常复杂的混合气体,其中至少包括数百种碳氢化合物,有的气体可以在常温下冷凝形成焦油,其他不凝性气体可以直接作为气体燃料使用,是很好的中热值干燃气,热值可达 $15\text{MJ}/\text{m}^3$ 。热解是一个十分复杂的过程,其真实的反应包括若干沿着不

同路线进行的一次、二次乃至多次反应,不同的反应路线得到不同的产物。总的来说,热解反应是一个吸热过程,但由于生物质原料中含较多的氧,当温度升高到一定程度后,氧将参加反应,使温度迅速提高,从而加速热解的完成。随着工艺条件,如温度和加热速率的不同,反应产物成分及其产率变化很大,如缓慢裂解可以得到 $40\%\sim 50\%$ 的木炭,这是典型的木炭生产工艺;而快速裂解(500K/s)可以将生物质的 70% 转换成蒸汽,冷却后得到裂解油——一种目前国际上很关注的新能源产品。生物质气化工艺的目的是得到可燃气体,不必过多考虑这些中间反应过程,但在热解反应中产生的焦油影响燃气使用,需要抑制其产生并从燃气中去除。

(2) 燃烧过程。热解反应和后面叙述的还原反应都是吸热反应,为维持这些吸热反应,必须提供足够的热量,最简单的方法是向反应层供入空气,通过燃烧获得热量。参与燃烧的主要是碳和空气,主要的燃烧反应有



(3) 还原过程。还原层位于氧化层的后方,燃烧产生的水蒸气和二氧化碳及碳反应生成氢气和一氧化碳等,从而完成了固体生物质原料向气体燃料的转变,主要的反应有



还原反应是吸热反应,温度越高,反应越强烈。温度低于 600°C 时,反应已相当缓慢。因此,还原层与氧化层的界面是氧含量等于零的界面,还原层结束的界面大致为温度等于 600°C 的界面。还原层的反应受扩散和动力反应的共同控制,其高度应是反应机制和供热机制平衡的结果。反应机制包括二氧化碳向碳粒表面的扩散、一氧化碳自表面的解析、碳表面的反应活性、温度等因素;供热机制包括气固两相的热容量、气相的流速、两相间的传热和传质等。在燃烧学中,已经对焦炭的还原反应进行过较为透彻的研究,但由于生物质物理性质的多变性,还没有较好的计算方法。目前,气化器还原层的高度主要依靠经验选取,有的研究者指出,还原层高度大致相当于氧化层的 $6\sim 8$ 倍。

1.1.3 气化过程的控制参数及指标

(1) 当量比。当量比是气化过程的重要控制参数,主要指自供热气化系统中,生物质气化所消耗的空气(氧气)量与完全燃烧所需要的理论空气(氧气)量之比。当量比大,说明气化过程消耗的氧量多,反应温度升高,有利于气化反应的进行,但燃烧的生物质份额增加,产生的 CO_2 量增加,从而使气体质量下降;理论最佳当量比为 0.28 。由于原料与气化方式的不同,实际运行中最佳当量比控制在 $0.2\sim 0.28$ 。

(2) 气体生产率。气体生产率是指单位质量的原料气化后所产生的气体燃料在标准状况下的体积。

(3) 气体热值。气体热值是指单位体积气体燃料所包含的化学能。气体燃料的低位热值简化计算公式为

$$Q_v = 126\text{CO} + 108\text{H}_2 + 359\text{CH}_4 + 665\text{C}_2\text{H}_6 \quad (5.4-9)$$

式中: Q_v 为气体热值, kJ/m^3 ; C_2H_6 为饱和碳氢化合物 C_2 与 C_3 的总和。

(4) 气化效率。气化效率是指生物质气化后生成气体的总热量与气化原料的总热量之比。它是衡量气化过程的主要指标, 计算公式为

$$\text{气化效率} = \frac{\text{冷气体热值}(\text{kJ/m}^3) \times \text{干冷气体产率}(\text{m}^3/\text{kg})}{\text{原料热值}(\text{kJ/kg})} \quad (\%) \quad (5.4-10)$$

(5) 热效率。热效率是指生成物的总热量与总耗热量之比。

碳转化率是指生物质燃料中的碳转换为气体燃料中的碳的份额, 即气体中的含碳量与原料中的含碳量之比。它是衡量气化效果的重要指标之一, 具体计算公式为

$$\eta_c = \frac{12(\text{CO}_2\% + \text{CO}\% + \text{CH}_4\% + 2.5\text{C}_2\text{H}_6\%) }{22.4 \times (298/273)\text{C}\%} \times G_v \quad (\%) \quad (5.4-11)$$

式中: η_c 为碳转化率; G_v 为气体产率。

(6) 生产强度。生产强度是指单位时间单位反应炉截面积的原料处理能力, 其计算公式为

$$\text{生产强度} = \frac{\text{单位时间原料处理量}(\text{kg/h})}{\text{反应炉总截面积}(\text{m}^2)} \quad [\text{kg}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})] \quad (5.4-12)$$

1.2 气化介质

生物质气化有多种形式, 如果按气化介质分, 可分为使用气化介质和不使用气化介质两种; 使用气化介质又可分为空气气化、氧气气化、水蒸气气化、水蒸气—氧气混合气化和氢气气化等。

1.2.1 空气气化

空气气化是以空气为气化介质的气化过程。空气中的氧气与生物质中的可燃组分进行氧化反应, 放出的热量为气化反应的热分解与还原过程提供所需的热量, 整个气化过程是一个自供热系统。空气中含有 79% 的 N_2 , 它不参与气化过程中的化学反应, 却稀释了燃气中可燃组分的含量。典型的气体成分 (体积分数) 为: N_2 45%~55%、 H_2 3%~8%、 CO_2 10%~16%、 CO 15%~25%、 CH_4 4%~8%、 C_2H_6 1%~2%, 为低热值气体, 热值在 5000 kJ/m^3 左右。由于空气可以任意调节, 空气气化过程又不需外供热源, 因此空气气化是所有气化过程中最简单也最易实现的形式, 因而这种气化技术应用较普遍。

1.2.2 氧气气化

氧气气化是指向生物质燃料提供一定量的氧气, 使之进行氧化还原反应, 产生可燃气的过程。由于没有惰性气体 N_2 , 在与空气气化相同的当量比下, 反应温度提高, 反应速率加快, 反应器容积减小, 热效率提高, 气化热值提高 1 倍以上。在与空气气化相同的反应温度下, 耗氧量减少, 当量比降低, 因而也提高了气体质量。氧气气化产生的气体热值与城市煤气相当。在该反应中应控制氧气供给量, 既要保证生物质全部反应所需要的热量, 又不能使生物质过量的氧反应生成过多的二氧化碳。氧气气化生成的可燃气体的主要成分为一氧化碳、氢气及甲烷等, 典型的气体成分 (体积分数) 为: H_2 9%~12%、 CO_2 20%~25%、 CO 49%~53%、 CH_4 9%~11%、 C_2H_6 1%~2%, 其热值可达

12 000~15 000 kJ/m^3 , 为中热值气体。

1.2.3 水蒸气气化

水蒸气气化是指水蒸气同高温下的生物质发生反应, 它不仅包括水蒸气与碳的还原反应, 还有 CO 与水蒸气的变换反应、各种甲烷化反应、生物质在气化炉内的热分解反应等, 其主要气化反应是吸热反应。因此, 水蒸气气化的热源来自外部热源及水蒸气本身, 反应温度不能过高。典型的水蒸气气化结果 (体积分数) 为: H_2 20%~26%、 CO 28%~42%、 CO_2 16%~23%、 CH_4 10%~20%、 C_2H_6 2%~4%、 C_3H_8 1%、 C_4 以上成分 2%~3%, 气体热值达到 10 920~18 900 kJ/m^3 , 为中热值气体。该技术较复杂, 不宜控制和操作。

水蒸气气化经常出现在需要中热值气体燃料而又不使用氧气的过程中, 如双床气化反应器中有一个床就是水蒸气气化床。

1.2.4 空气 (氧气) + 水蒸气气化

空气 (氧气) + 水蒸气气化是指空气 (氧气) 和水蒸气同时作为气化介质的气化过程。从理论上分析, 它是比单用空气 (氧气) 或单用水蒸气都优越的气化方法。一方面, 它是自供热系统, 不需要复杂的外部热源; 另一方面, 气化所需要的一部分氧气可由水蒸气提供, 从而减少了空气 (氧气) 的消耗量, 并生成更多的 H_2 及碳氢化合物, 特别是有催化剂存在的条件下, CO 变成 CO_2 的反应降低了气体中 CO 的含量, 使气体燃料更适合于用作城市燃气。

典型情况下, 氧气—水蒸气气化的气体成分 (体积分数) 为: H_2 32%、 CO_2 30%、 CO 28%、 CH_4 7.5%、 C_2H_6 2.5%, 气体热值约 11 500 kJ/m^3 (800℃水蒸气与生物质比为 0.95, 氧气的当量比为 0.2)。

1.2.5 氢气气化

氢气气化是使氢气同碳及水发生反应生成大量的甲烷, 其反应条件苛刻, 需在高温高压且具有氢源条件下进行。反应后气化热值可达 22 260~26 040 kJ/m^3 , 属高热值气体, 此类气化不常应用。

1.2.6 热分解气化

热分解气化是在完全无氧或只提供极有限的氧使气化不至于大量发生的情况下进行的生物质热降解, 可描述成生物质的部分气化。它主要是生物质的挥发分在一定温度作用下挥发, 生成四种产物, 即固体炭、气态气 (不可挥发物)、木焦油和木醋液 (可挥发物); 产物成分比例大致为: 固体炭 28%~30%、气态气 25%~30%、木焦油 5%~10%、木醋液 30%~35%, 气化热值约 15 000 kJ/m^3 , 为中热值气体。热解按温度可分为低温热解 (600℃以下)、中温热解 (600℃~900℃) 和高温热解 (900℃以上)。由于热解是吸热反应, 因此在工艺中提供外部热源以使反应进行。

1.3 气化过程的动力学

从化学反应动力学观点考虑, 气化过程主要是碳和氧化剂之间的非均相反应。两者之间的总反应速度除了与化学反应速度有关, 还与氧化剂和中间生成气向碳表面的扩散速度有关。

参加气化的碳的数量取决于反应温度和围绕碳表面的气相反应物的浓度。碳与氧反应时, 随着氧的消耗而生成氧化物, 碳表面的氧浓度发生变化而产生浓度差, 从而推动氧气流向碳表面, 这是建立任何气化过程的必要条件之一。

当气化反应温度较低、碳与气相反应物之间的化学反应

反应速率随着温度的 e 指数关系升高,用数学方法拟合,得出水蒸气—炭反应的速率 γ 与反应温度的关系式为

$$\gamma = Ae^{B/T} \quad (5.4-16)$$

式中: T 为反应温度, $^{\circ}\text{C}$; $A = 2.695 \times 10^{-4}$; $B = 7.234 \times 10^3$ 。

1.3.3 焦炭的燃烧过程及其二次反应过程速率

生物质的燃烧速率受燃烧温度控制,在不同温度下的燃烧速率如图 5.4-4 所示。焦炭的燃烧速率随环境温度的增加而增大,且接近线性关系,当温度从 400°C 增加至 900°C 时,燃烧速率增加了 1 倍多。炭的燃烧速率又受到氧通过灰层的扩散速率控制,细颗粒的燃烧速率比大颗粒快得多,见表 5.4-4。随着颗粒的减小,燃烧速率按对数曲线递增。

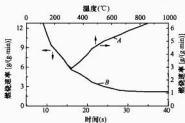


图 5.4-4 炭的燃烧速率

A—不同温度下的燃烧速率曲线; B—不同时间下的燃烧速率曲线

表 5.4-4 900℃ 下炭颗粒尺寸对燃烧速率的影响

颗粒尺寸 (mm)	燃烧速率 [$\text{g}/(\text{g} \cdot \text{min})$]
6.25	0.648
0.833	5.04
0.074	55.9

热分解过程经历两步独立的连续过程。第一步是固相反应,即高分子聚和脱水反应,其反应速率非常快;第二步反应是气相反应,或气相与炭或碳的反应。二次反应包括裂解、重整、水蒸气与一氧化碳的变换反应、二氧化碳与炭及炭与水蒸气的还原反应等。裂解是热分解的第一步产物即气相挥发组分中重碳氢化合物(如焦油)裂解成较小的化合物的过程。在此吸热过程中, $\text{C}-\text{C}$ 、 $\text{C}-\text{H}$ 、 $\text{C}-\text{O}$ 键断裂、环分子裂解成较短的碳链,形成氢、碳的氧化物、甲烷及不饱和碳氢化合物。重整是碳氢化合物与水蒸气的吸热反应,引起异构化及生成碳的氧化物和氢气。这些反应在热解的气相反应中占有相当重要的地位,而在快速热分解中,裂解比重整重要得多。

温度与停留时间是决定二次反应程度的主要因素。热分解过程的初始产物挥发组分在 700°C 下的停留时间对不凝气体产量的影响见图 5.4-5。二次反应影响很大,它使气体产量增大 1 倍,而且反应过程进行迅速,经过 8s 左右,已基本结束。

气体产量与气相停留时间呈指数关系,拟合成关系式为

$$v = v_0 + v^* (1 - e^{-Kt}) \quad (5.4-17)$$

式中: t 为停留时间, s; $v_0 = 260 \text{ mL/g}$; $v^* = 270 \text{ mL/g}$; $K = 0.292 \text{ s}^{-1}$ 。

1.3.4 动力学观点解释几个基本反应

(1) 碳与氧的作用速度。碳与氧的作用通过络合物表面进行。氧的消耗速度与络合物游离出的碳的表面面积成比例关系。实验证明,经过某一时间后,中间络合体的生成速度与

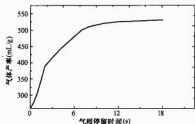


图 5.4-5 气体产量与气相在二次反应停留时间的关系

络合体的游离速度相等,过渡到稳定流动过程,这时,碳的氧化反应级数与氧浓度有关,在纯动力区,碳的氧化速度与燃料粒子的质量成比例关系,而与碳粒外表面积无关。

氧化反应一般处于高温状态,反应总速度主要取决于气体向碳表面的扩散速度。因为在这种条件下,氧气流入碳粒内部结构相当困难,氧气主要消耗于碳粒外表面的缝隙和气体可以进入的细孔表面。

碳与氧的化学反应速度极为迅速,可以认为反应时在碳粒表面附近的氧浓度很低,故过程的一氧化碳的急剧氧化具有二级反应的特征。生成的二氧化碳的还原反应是吸热反应,故还原阶段的温度将下降。在固定床气化中,表现为氧化区与还原区的温度差;在液态化气化中,由于有氧化反应放出的热量及时补充,温差要小得多。应当指出,在工业气化装置中,任何温度下的二氧化碳的还原反应均在碳粒内部细孔表面上进行。

(2) 二氧化碳还原过程的速度。一般气化装置中,氧化反应生成的二氧化碳是还原为一氧化碳的重要反应物来源,参与此反应的气体中只含有微量的氧。首先是二氧化碳与碳粒表面接触并为碳吸收生成中间络合物,而后经还原反应释放出—氧化碳。此时,反应由零级过渡到一级,总反应速率遵守阿累尼乌斯方程式。

(3) 水蒸气分解速度。在纯动力学区,水蒸气的分解反应在碳的周围空间进行,和水蒸气进行反应的碳的反应面积与碳的重量或体积成比例关系。

送入的气化剂气流中的水蒸气浓度一般可视为定值,而单位时间内转移到生成气中的碳的数量就可视为这一过程中的水蒸气的分解速度。

2 生物质气化设备

生物质气化设备,即用来气化固体生物质燃料的设备,又叫做气化炉。气化炉是生物质气化系统中的核心设备;生物质在气化炉内进行气化反应,生成可燃气。生物质气化炉可分为固定床气化炉和流化床气化炉两种类型,而固定床气化炉和流化床气化炉又都有多种不同形式。固定床气化炉分为上吸式气化炉、下吸式气化炉、横吸式气化炉和开式气化炉;流化床气化炉分为单流化床气化炉、循环流化床气化炉及双流化床气化炉。下面就常用的炉型进行介绍。

2.1 上吸式固定床气化炉

图 5.4-6 所示为上吸式固定床气化炉的工作原理。上吸式固定床气化炉的物料由气化炉顶部加入,气化剂(空气)由炉底部经过炉栅进入气化炉,产生的燃气通过气化炉内的各个反应区,从气化炉上部排出。在上吸式气化炉中,气流流动方向与向下移动的物料运动方向相反,向下流动的生物

质原料被向上流动的热气体烘干去水分，干生物质进入裂解区后得到更多的热量，发生裂解反应，析出挥发分。产生的炭进入还原区，与氧化区产生的热气体发生还原反应，生成一氧化碳和氢气等可燃气。反应中没有消耗掉的炭进入氧化区，上吸式气化炉的氧化区在还原区的下面，位于四个区的最底部，其反应温度比下吸式气化炉要高一些，可达1000~1200℃，炽热的炭与进入氧化区的热气体发生氧化反应，灰分则落入灰室。在氧化区、还原区、热解区和干燥区生成的混合气体，即生物质气化燃气，自下而上流动，排出气化炉。

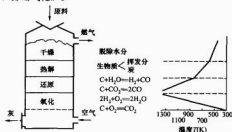


图 5.4-6 上吸式固定床气化炉的工作原理

一般情况下，上吸式气化炉在微正压下运行，气化剂（空气）由鼓风机向气化炉内送入，气化炉负荷量也由进风量控制。由于上吸式气化炉的燃气出口与进料口的位置接近，为了防止燃气的泄漏，必须采取特殊的密封措施，进料也采取间歇进料的方式，运行时将上部密封，炉内原料用完后停止加料。如连续运行，则必须采用较复杂的进料装置。

上吸式气化炉的主要特点是产出气体经过裂解区和干燥区时直接同物料接触，可将其携带的热量直接传递给物料，使其裂解干燥，同时降低了产出气体的温度，使气化炉的热效率有所提高；而且裂解区和干燥区有一定的过渡作用，从而使排出气化炉的气体中灰含量减少；上吸式气化炉可以使用较湿的物料（含水率可达50%），并对原料尺寸要求不高，原则上适用于各类生物质物料，但特别适用于木材等堆积密度较大的生物质原料。由于热气流向上流动，炉排受到进风的冷却，温度较下吸式气化炉的低，工作比较可靠。

上吸式气化炉也有一个突出的缺点，就是在裂解区生成的焦油没有通过气化区而直接混入可燃气体排出，这样产出气体中焦油含量高，且不易净化。这对于燃气的使用是一个很大的问题，因为冷凝后的焦油会沉积在管道、阀门、仪表、燃气灶上，破坏系统的正常运行。自有生物质气化技术以来，清除焦油的问题始终是一个技术难点。上吸式气化炉一般用在粗燃气不需冷却和净化就可以直接使用的场合，在必须使用清洁燃气的场合，只能将木炭作为原料。

上吸式气化炉生产的可燃气可直接作为锅炉或加热炉的燃料气，或向系统提供工艺热源。该种炉型主要应用于欧洲和东南亚国家，表5.4-5给出了在欧洲的应用情况。

表 5.4-5 欧洲上吸式固定床气化炉的应用情况

生产厂	运行数量(台)	原料	装机容量(MW)
Bioneer(芬兰)	10	木材、泥炭	6
Väland(丹麦)	2	木材、秸秆	4、1.2
Daneco(意大利)	3	RDF	3、0.6、6

2.2 下吸式固定床气化炉

图 5.4-7 所示为下吸式固定床气化炉的结构简图。下吸

式固定床气化炉主要由内腔、外腔及灰室组成。内腔又分为储料区及喉管区。储料区即是我们前面所说的物料预处理区，而喉管区则是气化反应区，储料区的容积及喉管区的直径和高度是下吸式气化炉设计的重要参数，直接影响气化效果。气化炉的上部留有加料口，物料直接进入储料区，气化炉的下部是灰室，灰室和喉管区之间设有图



图 5.4-7 下吸式固定床气化炉的结构简图

的炭颗粒经过炉栅落入灰室，灰可定期排出。在内腔和外壁之间形成的外腔实际上是产出气体的流动通道，当热的可燃气体排出时，与进入风室的气化剂和气化储料区内的物料进行热交换。一般来说，下吸式气化炉的进风喷嘴设在喉管区的中部偏上位置。气化过程中气化剂的供给是靠系统后端的容积式风机或发电机的抽力实现的，进风量可以调节。大多数下吸式气化炉都是在微负压的条件下运行。

下吸式固定床气化炉的工作原理如图 5.4-8 所示。进入气化炉内的生物质最初在物料的最上层，即处在干燥区内，在这里由于受外腔里的热气体及内腔里热气体的热辐射，吸收热量，蒸发出生物质内的水分，变成干物料。之后随着物料的消耗向下移动进入裂解区，由于裂解区的温度高，达到了挥发分析出温度，因而生物质开始裂解，释放出挥发分气体，干生物质逐渐分解为炭、挥发分及焦油等。生成的炭随着物料的消耗继续下移落入氧化区。作为气化剂的空气一般情况下在氧化区加入，在该区，由裂解区生成的炭与气化剂中的氧进行燃烧反应生成二氧化碳、一氧化碳，并放出大量的热能，这些能量保证了生物质气化全过程的顺利进行。没有反应中消耗掉的炭继续下移进入还原区，在这里，裂解区及氧化区生成的二氧化碳发生还原反应生成一氧化碳；炭还与水蒸气反应生成氢气和一氧化碳，灰渣则排入灰室中。

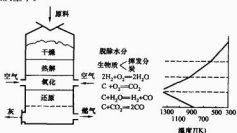


图 5.4-8 下吸式固定床气化炉的工作原理

在下吸式气化炉中，气流是向下流动的，通过炉栅进入内腔。因而在干燥区生成的水蒸气，在裂解区分解出的二氧化碳、一氧化碳、氢气、焦油等热气流向下流经气化区。在气化区发生氧化还原反应。同时，由于氧化区的温度高，焦油在通过该区时发生裂解，变为可燃气体，因而，下吸式气化炉产出的可燃气热值相对较高，同时焦油含量降低。

下吸式气化炉的主要特点是结构比较简单、加料方便、产出气体中焦油含量少，且由于是微负压运行，因此，操作方便、运行安全可靠。下吸式气化炉的缺点是产出气体流动阻力大、消耗功率多、产出气体中含灰分较多、温度较高。

一般情况下，下吸式气化炉不设炉栅，但如果原料尺寸较小，也可设炉栅。此种气化炉，适于较干的大块物料或低

水分大块物料同少量粗糙颗粒相混合的物料(含水量小于30%),最大容量可达500kg/h。目前,国内外都已商业化应用。表5.4-6给出了国外下吸式固定床气化炉的应用情况。

表 5.4-6 国外下吸式固定床气化炉的应用情况

生 产 厂	原 料	装机容量
Marteco (法国)、Haglid (丹麦)	废木料	135kW
Chevel (法国)	废木料、可壳、棉杆	20~120kW、315kW
Wamsler (德国)	废木料	600~1500kW
Bio-Heizstoffwerk (德国)	废木料、废纸、秸秆、泥炭、生物质成型块	10~500kW
HTV-Juch (瑞士)	废木料	450~400kW
Schelde (荷兰)	污泥残渣	1MW
GASBI (西班牙)	废木料	150~1500kW
Meima (瑞士)	废木料	10kW
MHB (德国)	废木料	3.3kW
NHFBIS、Enniskillen	废木料	100、200kW
Fluidyne (荷兰)、Terry Bristol	废木料	30kW
Adams Ltd. (英国)	废木料	30kW

2.3 层式下吸式气化炉

层式下吸式气化炉是固定床气化炉的一种,与一般的常规下吸式气化炉相比,它具有独特的优点:①炉顶不须密封,既是加料口,又是气化剂(空气)进口;②炉身仅由两个直筒体组成双层炉体,外筒下加水套,上加保温材料,内筒耐火材料。层式下吸式气化炉不设空气加入喷嘴及缩口等部件(见图5.4-9)。空气可以从不密封的顶部均匀地流经反应区的整个截面,使反应区截面上的温度均匀一致,不致出现低温死区和架桥现象。



图 5.4-9 层式下吸式气化炉

在层式下吸式气化炉内,氧化反应与热分解反应在同一区域内同时进行,这个区域是整个反应过程的最高温度区域。由于热解反应是在比任何一种固定床气化炉都高的温度下进行,因此气体中的焦油含量较低。同时,由于层式下吸式气化炉的气化剂(空气)从上部进入,因此当床层过高时,负压会增大。

2.4 单流化床气化炉

生物质流化床气化研究比固定床气化研究起步晚。流化床气化炉通常有一个热砂床,生物质的燃烧和气化反应都在热砂床上进行。在吹入的气化剂作用下,物料颗粒、床料(砂子)和气化剂充分接触,受热均匀,在炉内呈“沸腾”状态,气化反应速度快,产气率高,气化反应在恒温床上进行。



图 5.4-10 单流化床气化炉原理图

单流化床气化炉是最基本,也是最简单的流化床气化炉,其工作原理如图5.4-10所示。气化剂从底部气体分布板吹入,在流化床上同生物质原料进行气化反应,生成的气化气直接由气化炉

出口送入净化系统中,反应温度一般控制在800℃左右。通常情况下,单流化床气化炉采用的是鼓泡床形式,流化速度较低,比较适合于颗粒较大的生物质原料,而且一般情况下需使用热载体。总的来说,单流化床气化由于存在着灰灰和夹带炭颗粒较严重、运行费用较大等问题,不适合于小型气化系统,只适合于大中型气化系统,所以研究小型的流化床气化技术在生物质能利用中很难有实际意义。

2.5 循环流化床气化炉

循环流化床气化炉的工作原理如图5.4-11所示。与单流化床气化炉的主要区别是:在气化气出口处,设有旋风分离器或袋袋分离器,循环流化床的流化速度较高,使产出气中含有大量固体颗粒,经过旋风分离器或袋袋分离器后,通过料脚使这些固体颗粒返回流化床,再次进行气化反应,以提高碳的转化率。循环流化床气化炉的反应温度一般控制在700~900℃,适合于较小的生物质颗粒原料。大部分情况下,循环流化床可以不加流化床热载体,所以流化床运行简单;但其碳回流难以控制,在碳回流较少的情况下容易变成低速率的携带床。

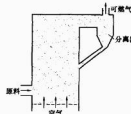


图 5.4-11 循环流化床气化炉原理图

循环流化床与单流化床特性的比较见表5.4-7~表5.4-9。从表中可见,单流化床的运行速度大于临界流化速度却小于自由沉降速度,而循环流化床运行时的流化速度远大于临界流化速度及自由沉降速度。

表 5.4-7 单流化床和循环流化床流化特性的比较

炉型	原料	平均粒径 (mm)	临界流化速度 v_1 (m/s)	运行速度 v_0 (m/s)	自由沉降速度 v_2 (m/s)	v_0/v_1	v_0/v_2
单流化床	稻壳	0.47	0.37	0.74	0.85	2	0.87
循环流化床	木粉	0.329	0.12	1.4	0.4	11.7	3.5

表 5.4-8 循环流化床空气气化炉的操作特性

颗粒直径 (μm)	流化速度	加料量	当量比	反应温度 (℃)	颗粒平均停留时间 (min)	气体平均停留时间 (s)
150~360	3~5倍自由沉降速度	40~500	0.18~0.22	600~850	5~8	2~4

表 5.4-9 流化床气化炉与固定床气化炉指标比较

炉型	尺寸 (直径×高) (mm×mm)	生产强度		气体热值		气化效率	
		[kg/(m²·h)]	比较	(kJ/m³)	比较	(%)	比较
上吸式气化炉	1100×2300	240	1	5000	1	75	1.12
单流化床	150×3050	920	4	5925	1.18	87	1
循环流化床	410×4000	1900	8	7100	1.42	75	1.12

循环流化床运行的当量比与气化效率的关系见图 5.4-12。可见,在相同的当量比下,循环流化床炉内的反应温度比单流化床高得多,这一方面是因为碳的循环回收了能量;另一方面,强化的传热传质过程及很大的气固接触表面也提高了燃烧速率。

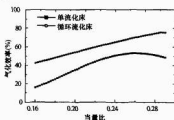


图 5.4-12 循环流化床运行的当量比与气化效率的关系

2.6 双流化床气化炉

双流化床气化炉,见图 5.4-13,由两个部分组成,即第一级反应器和第二级反应器。在第一级反应器中,生物质原料发生裂解反应,生成气体排出后,送入净化系统;同时生成的碳颗粒经料脚送入第二级反应器。在第二级反应器中碳进行氧化燃烧反应,使床层温度升高,经过加温的高温床料通过料脚返回第一级反应器,从而保证第一级反应器所需的热源。双流化床气化炉碳转化率也比较高。

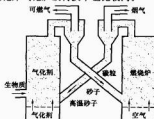


图 5.4-13 双流化床气化炉原理图

双流化床系统是鼓泡床和循环流化床的结合,它把燃烧和气化过程分开,燃烧床采用鼓泡床,气化床采用循环流化床,两床之间靠热载体即床料进行传热,所以控制好热载体的循环速度和加热温度是双流化床系统最关键也是最大的技术。

无论是固定床气化炉还是流化床气化炉,在设计和运行中都有不同的条件和要求。了解不同气化炉的各种特性,对正确地设计和使用生物质气化炉是至关重要的。表 5.4-10 列出了各种气化炉对不同原料的要求。表 5.4-11 则给出了各种气化炉使用不同气化剂时产出气体的热值情况。

表 5.4-10 气化炉对原料的要求

气化炉类型	下吸式固定床	上吸式固定床	横吸式固定床	开式固定床	流化床
原料种类	秸秆、废木材	秸秆、废木材	木炭	稻壳	秸秆、木屑、稻壳
尺寸(mm)	5~100	20~100	40~80	1~3	<10
湿度(%)	<30	<25	<7	<12	<20
灰分(干基%)	<25	<6	<6	<20	<20

表 5.4-11 各种类型气化炉产出气体的热值对照表

气化剂	下吸式	上吸式	横吸式	开式	单流化床	双流化床	循环流化床	流化床
空气	※	※	※	※	※	○		
氧气	○	○	○		○			○
水蒸气					○	○		

注 ※表示低热值气体;○表示中热值气体。

3 生物质燃气的净化

3.1 燃气净化的目的及意义

从生物质气化炉中生成的可燃气体称作粗燃气,其并不适合直接送给用户,这是因为生物质可燃气体并不纯净而是含有杂质,或者可燃气体的温度太高,有时两种情况都存在。生物质可燃气体中的杂质主要是固体杂质、液体杂质和少量的微量元素,见表 5.4-12。

表 5.4-12 生物质可燃气体中各种杂质的特性

杂质种类	典型成分	可能引起的问题	净化办法
颗粒	灰、焦炭	磨损、堵塞	气固分离、水洗
碱金属	钠、钾等的化合物	高温腐蚀	冷凝、吸附、过滤
氯化物	主要是氯和 HCN	形成 NO ₂	水洗
焦油	各种芳香烃等	堵塞、难以燃烧	裂解、除焦、水洗
硫、氧	HCl、H ₂ S	腐蚀污染	水洗化学反应法

固体杂质是指灰分和微细的碳颗粒组成的混合物。根据所用原料的不同,灰粒的数量和大小各异。当使用木炭或木材时,原料中含灰量很少,而且木炭的结构比较强,所以只在气化的最后阶段,才出现被燃气携带的细小碳粒,燃气中灰粒的含量为 5~10g/m³。使用秸秆类原料时情况要严重得多,除了秸秆灰含量较高外,其他原料热解后的炭结构很弱也较轻,很容易被气流携带。因此秸秆气化后燃气中的固体杂质质量较大而且颗粒的直径也大,燃气中灰含量可能在每立方米数十克的数量级。

液体杂质主要是指常温下能凝结的焦油和水。水分的清除容易,因为水的流动性很好,而焦油冷凝后是黏稠的液体,容易黏附在物体的表面。焦油是成分十分复杂的混合物,包含酚、萘、苯、苯乙烯等,根据气化方式和原料的不同,燃气中的焦油含量在每立方米数克到数十克的范围内。由于焦油的产量小,难以提纯利用,相反它们会与水、灰结合在一起,沉积在气化设备、管道、阀门、燃气设备等部位,影响系统的运行。总体说来,焦油的危害有如下几种。

(1) 焦油沾附在燃气总能量量的 5% 左右,在低温下难以同秸秆气一道被燃烧利用,民用时大部分焦油的能量被浪费掉。

(2) 焦油在低温下凝结,容易和水、炭颗粒、灰分等杂质结合在一起,堵塞输气管道,卡死阀门、抽气机转子,腐蚀金属。

(3) 焦油难以完全燃烧,并产生炭黑等颗粒,对燃气利用设备,如内燃机、燃气轮机损害相当严重。

(4) 焦油及其燃烧后产生的气体对人体有害。

气化炉出口的粗燃气温度,在固定床气化炉系统中一般为300℃左右,在流化床气化炉系统中则为700℃左右。在直接利用燃气的系统中,如直接通入锅炉中燃烧或直接应用于工艺热源,燃气不需要冷却,可以直接使用,并且利用了热燃气的显热。但是大多数的燃气应用系统中,如供给居民使用,通入燃气发电机作为燃料使用,需要的是常温气体,因此,粗燃气需要冷却至常温。在粗燃气中焦油是蒸汽态,随着温度的下降,首先是重烃类凝结,然后轻烃类凝结出来。焦油冷却凝后与固体杂质混合,将形成结实的灰垢,堵塞在管道里,很难清除。因此,利用燃气的降温过程合理地组织燃气净化工艺是一种有效的方法。

总之,生物质粗燃气的净化是生物质气化燃气使用过程中必不可少的一环。燃气净化的一般流程是先在燃气温度显著下降前先脱除灰尘和炭等固体杂质,然后逐步脱除焦油和水分。因为脱除焦油和水分时多数采用冷却工艺,所以在脱除焦油和水分的同时气体的温度也随之降到常温。

3.2 燃气净化方法和净化设备

工业上,气态非均一系的分离方法一般可归纳为四大类,见表5.4-13。

重力沉降器的结构最简单、造价低,但气速较低,使设备很大,而且只能分离100 μm 以上的粗颗粒。若利用惯性效应使颗粒从气流中分离出来,就可大大提高气流速度,使设备紧凑,这就是惯性沉降或动量沉降,常用于含尘量高的气体预处理。若再使气流作高速旋转,则颗粒可受到几千倍于重力的离心力,可分离10 μm 左右的细粒,高效的还可将5 μm 的细粒分离出来,这就是各种旋风分离器。这些靠机械力分离气态非均一系的分离器结构都比较简单,能在高压高温等十分苛刻的条件下操作,且造价不高,维护管理简单可靠,所以应用最为广泛。但要分离5 μm 以下的微粒,这类分离器就无能为力了。

湿法分离器是使气态非均一系气流穿过液层或液膜或液滴时,其中的颗粒就黏附在液体上而被分离出来。工业上常用的型式有鼓泡塔、喷淋塔、填料塔、文氏管洗涤器等。它们可分离5~1 μm 的细粒,效率高而可靠,只是气体内要夹带液雾,而且只能在较低温度下使用,设备较大,还要有庞大的液体回收及循环系统,所以应用范围不广。

过滤分离可将1~0.1 μm 的微粒有效地捕集下来,是各种分离方法中分离效果最高而又稳定的一种。只是过滤不能高,设备庞大,排料清灰是个不易处理的难题。过滤器在工业上常用于末级分离器等要求较高的场合,它有多种织物过滤器。近年来还发展了各种颗粒层过滤器,并向高温应用发展,其应用范围在日益扩大。

静电分离对0.01~1 μm 微粒有很好的分离效率,但要求颗粒的电阻率值在 $10^4 \sim 2 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$,标准状况下所含颗粒浓度一般在30g/m³以下为宜。由于设备造价和操作管理的要求均较高,因此在大型电站采用静电分离器才较为合理。

此外,还有声波除尘及热除尘等方法。声波除尘是利用声波使含尘气流获得振动,小于10 μm 的细料也会随之振动,而对粗颗粒则无影响。于是细粒互相碰撞而团聚变大,从而很容易用旋风分离器将它们除去。为有效团聚,要求气体内颗粒浓度大于10g/m³,若使用喷雾,效果会更好。音场强度至少要在160dB以上。颗粒越小,所需音频也越高,此时常用超声波,如Siens超声波发生器。

热除尘是在有温度梯度的条件下实现的。在温度梯度场内,颗粒受到热致迁移力作用,可从高温侧移向低温侧。在实验室内应用此原理可做成热沉降器来采样分析,但尚未应用到工业上。

对各类分离设备进行综合评价是很困难的,需要因地制宜,没有一定的规范。表5.4-14给出了各种分离设备的性能比较(摘自美国化学工程杂志1986),供参考。

表5.4-14内分离效率是对Sairmand推荐的标准细粉而言的,该细粉的粒度分布见表5.4-15。

表 5.4-13

分 离 方 法 分 类







分 类	机械力分离			静电分离	过滤分离	湿法分离
图 例						
主要作用力	重力	惯性力	离心力	静电场力	惯性碰撞、拦截、扩散、静电力	惯性碰撞、拦截、扩散
分离界面	流动死区	器壁	器壁	沉降电极	滤料层	液滴表面
排 料	流动死区	重力、离心力	重力、气流曳力	振打或人工	脉冲或反吹振打	液体排走
器内气速 (m/s)	1.5~2	15~20	20~30	0.8~1.5	0.01~0.3	0.5~100
压 降	很小	中等	较大	很小	中等	中等到较大
经济除净粒径 (μm)	≥ 100	≥ 40	$\geq 5 \sim 10$	$\geq 0.01 \sim 0.1$	≥ 0.11	$\geq 1 \sim 0.1$
温 度	不限,取决于器壁材料			对温度敏感	取决于滤料材质	常温

表 5.4-14

各种分离设备的性能比较 (20℃, 风量为 1700m³/min)

分离设备	分离效率 η (%)	设备费 [万元/ (m³/min)]	设备总体积 V (m³)	平均压降 Δp (Pa)	性能及费用					全年总费用	
					年动力费 (万元)	用水量 (L/m³)	年用水费 (万元)	年管理费 (万元)	年设备 折旧费 (万元)	(万元)	(元/100m³ 气)
惯性分离器	58.6	0.64	370	430	78	—	—	10	109	197	0.24
中效旋风分离器	65.3	0.46	170	940	169	—	—	6	79	254	0.31
直流水管旋分离器	74.2	0.78	100	360	66	—	—	6	135	207	0.25
高效旋风分离器	84.2	0.88	340	1200	226	—	—	6	153	385	0.47
高效多管旋风分离器	93.8	1.0	120	1100	193	—	—	6	166	370	0.45
冲击式洗涤器	87.9	1.8	310	2000	375	0.1	14	32	300	721	0.88
卧式旋风分离器	91	1.1	250	1000	203	0.6	66	16	188	473	0.58
N型自激式洗涤器	93.6	1.2	120	1500	282	0.1	11	21	210	524	0.64
喷淋塔	94.5	2.6	420	360	238	3	330	32	440	1040	1.27
浮动层洗涤器	95	1.0	260	610	155	2.3	255	50	167	627	0.77
泡沫洗涤器	97.9	1.5	170	1500	290	0.5	55	32	260	637	0.78
旋转喷淋洗涤器	98.5	2.5	120	—	2300	0.8	85	21	430	2836	3.4
干式电除尘器	99	4.3	1400	250	100	—	—	40	740	380	1.07
湿式电除尘器	99	5.6	1000	150	111	0.4	45	42	950	1148	1.4
低压圆筒板式洗涤器	99.5	1.9	570	3200	587	1.1	121	32	320	1060	1.29
中压圆筒板式洗涤器	99.8	2	570	5200	967	1.1	121	32	340	1460	1.78
中压文氏管洗涤器	99.7	2	570	5100	940	1.1	121	32	340	1433	1.75
高压文氏管洗涤器	99.9	2.2	570	8000	1487	1.1	121	32	310	2010	2.45
布袋过滤器	99.8	2.8	1200	500	170	—	—	300	480	950	1.16

表 5.4-15

标准细粉的粒度分布

$d(\mu\text{m})$	2.5	5	7.5	10	20	30	40	60	75	104	150
$D(\%)$	12	20	26	30	45	55	65	80	90	97	100

分离设备的主要指标为分离效率 η 和粒级效率 η_i ，二者的计算公式分别为

$$\eta = \frac{\text{单位时间内捕集的粉料质量 (kg)}}{\text{单位时间内进入分离器的粉料质量 (kg)}} \quad (5.4-18)$$

$$\eta_i = \frac{\text{标准状况下出口气内含粉料的质量浓度 } \rho_{\text{e}} (\text{g/m}^3)}{\text{标准状况下入口气内含粉料的质量浓度 } \rho_{\text{i}} (\text{g/m}^3)} \quad (5.4-19)$$

因为生物质燃气中的杂质是多样的、复杂的，所以不可能使用单一的方法来净化生物质燃气。生物质燃气的净化通常采用几种净化方法组合在一起进行。由于净化生物质燃气的主要目的是除去灰分、炭颗粒、水分、焦油及冷却，因此采用的技术和设备也是针对这些目的，分述如下。

3.2.1 除尘

生物质燃气的除尘主要是除去残留在生物质燃气中的灰及微细炭颗粒，采用的方法通常有两种，即干法除尘及湿法除尘。

3.2.1.1 干法除尘

干法除尘的特点是从生物质燃气中分离出的尘粉保持了原有温度和干爽，不与水分混合。干法除尘又分为机械力除

尘和过滤除尘。

(1) 机械力除尘。机械力除尘是利用惯性效应使颗粒从气流中分离出来，其除尘效果同气流的流动速度密切相关，气流速度越高分离效果越好，所分离的尘粉的粒度就越小，但机械力除尘可除尘粉的最小粒度是 $5\mu\text{m}$ 。最常见的机械力除尘设备是旋风分离器。

1) 旋风分离器。旋风分离器是应用最广，也是最有效的除尘设备。旋风分离器的具体形式也很多，从分离颗粒的方式可分为切流式及旋流式两种，在生物质气化系统中均采用前者，即切流式旋风分离器，其结构如图 5.4-14 所示。需净化的生物质燃气通过连接管沿切线方向进入旋风分离器的圆筒部分。气体在旋风分离器中具有旋转运动，悬浮在生物质燃气中的灰分、炭颗粒等粒子靠离心力的作用被抛向器壁。粒子由于与器壁的摩擦而失去其动力，且受重力的作用而落至旋风分离器底部的圆锥部分。尘粒可以从旋风分离器的底部的排放孔定期排出。已除尘的生物质燃气通过位于旋风分离器中心线上的排气管道排出。

旋转运动时固体颗粒产生的离

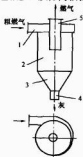


图 5.4-14 切流式旋风分离器

1—燃气入口；2—外壳；
3—锥体；4—沉灰管；
5—内筒

心力大小与颗粒直径、运动速度和旋转半径有关,由式 5.4-20 表示,即

$$F = \frac{mv^2}{R} \quad (5.4-20)$$

式中: F 为离心力; m 为颗粒质量; v 为旋转速度; R 为旋转半径。

由式 5.4-20 可以看出,离心力与颗粒的质量和旋转速度的平方成正比,与旋转半径成反比。因此,旋风分离器对大颗粒灰尘有比较高的除尘效率,一般用来分离数十微米以上直径的灰尘。提高旋风分离器效率的有效方法是提高气流旋转的速度,但除尘器的阻力也与气流速度成平方关系,所以提高除尘效率的同时也提高了除尘器的阻力,增加了气化系统的动力消耗。

通过旋风分离器的实际操作及理论可得出下面结论:

a. 当粉尘的粒度越大,气体中粉尘的初浓度越高时,气体的除尘效率也就越高。观察表明,当粉尘粒子的大小不小于 $100\mu\text{m}$ 时,可达到的除尘效果最好;当气体中存在着较小的粒子时,粉尘的浓度越高,则从气体中被这些较小的粒子除去的效果也越好。这是由于小粒子被大粒子吸附的缘故。

b. 在旋风分离器中,气体的除尘与气体进入旋风分离器内的速度大小有关。最适宜的进口速度对于不同构造的旋风分离器来说是不同的,一般在 $15\sim 20\text{m/s}$ 。当速度小于最适宜速度时,会恶化尘粒从气体中的沉降;当速度大于最适宜速度时,已在旋风分离器内沉降下来的尘粒又会被气流带走。

c. 在保持气体最适宜速度的条件下,旋风分离器的直径减小可以提高分离效果。

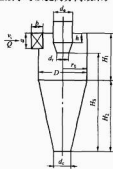


图 5.4-15 旋风分离器的尺寸关系

影响旋风分离器工作性能的主要结构因素有外旋风筒的直径和高度、内筒的直径和插入外壳的深度、入口管的截面积和高宽比例、锥体的长度和与直筒长度的比例、入口蜗壳导流器的形状和尺寸。目前还没有计算旋风分离器的足够可靠的简单方法。由于旋风分离器的结构形式及尺寸繁多,它们对性能的影响又相当大,因此旋风分离器的设计目前主要是依据已有的经验,首先选定结构形式尺寸,再计算性能(主要是效率及压降)。若达不到所需性能要求,则须重新选型或调整有关尺寸,重新计算性能,如此直到满足所需性能为止。具体设计方法主要有两类。一类是以平衡轨道理论为基础,取名为“BMS”法;另一类是以横混模型的边界层分离理论为基础,取名为“LL”法。由于尺寸比较复杂,这里不作详细介绍,只给出几种标准旋风分离器的尺寸关系,见图 5.4-15 及表 5.4-16。

表 5.4-16 几种标准旋风分离器的尺寸关系

主要尺寸参数	高效型		通用型		大流量型	
	Stairmand	Swift	Swift	Lapple	Swift	Stairmand
形 式	直切入口		直切入口		蜗壳入口	
a/D (入口高)	0.5	0.41	0.5	0.5	0.8	0.75

续表

主要尺寸参数	高效型		通用型		大流量型	
	Stairmand	Swift	Swift	Lapple	Swift	Stairmand
形 式	直切入口		直切入口		蜗壳入口	
b/D (入口宽)	0.2	0.21	0.25	0.25	0.35	0.375
$K_1 = \pi D^2 / 4ab$ (人口面积比)	7.85	8.5	6.28	6.28	2.8	2.79
d_2/D (排气管直径)	0.5	0.4	0.5	0.5	0.75	0.75
A/D (排气管插入深度)	0.5	0.5	0.6	0.625	0.85	0.875
A_1/A_2 (进出口面积比)	0.51	0.735	0.637	0.637	0.635	0.635
H_1/D (筒体高)	1.5	1.4	1.75	2	1.7	1.5
H_2/D (锥体高)	2.5	2.5	2	2	2	2.5
H_3/D (分离空间)	3.5	3.4	3.15	3.375	2.85	3.125
d_3/D (排出口径)	0.375	0.4	0.4	0.25	0.4	0.375
α (锥顶角)	14.25°	13.69°	17.06°	21.24°	17.06°	14.25°
L/D (自然旋风长度)	2.48	2.035	2.3	2.3	2.64	2.633
$\Pi = \delta k_0 / a^2 b^2$ (结构参数)	551.3	699.2	381.8	402.9	30.43	29.78
ζ_1 (阻力系数)	5.4	9.2	7.6	8	7	7.2
S (比表面积)	14.68	14.28	14.6	15.12	15.45	16
$\varphi = \Pi / \sqrt{S K_A}$	0.886	0.625	0.548	0.53	0.1	0.093

为了提高除尘效果,实际上常常使用多个旋风分离器并联或串联。串联时的除尘效果比并联时好,但却增大了除尘器的气体阻力。旋风分离器的阻力大是其主要缺点,阻力是由离心力的阻力、气层的摩擦、气体的撞击及器壁的摩擦等组成的,其中,离心力的阻力最大。

2) 惯性除尘器。当气流方向转变时,质量较大的颗粒受惯性力作用,沿与气流方向不同的轨迹运动,从气流中分离出来。基于这样的原理,惯性除尘器在工业中得到了广泛的应用。气流转向时,灰粒受到的离心力与质量和速度的平方成正比,与旋转半径成反比。因此,粉尘粒径越大,气流速度越高,惯性除尘器的效率越高。

常见的惯性除尘器的形式如图 5.4-16 所示。这几种形式都是通过管路转折或设置某种障碍物使气流转向来分离粉尘。惯性除尘器效率不高,一般只有 70% 以下,只对 $20\sim 30\mu\text{m}$ 以上粒径的颗粒有较高的分离效率,但其压力损失较小,仅为 $100\sim 500\text{Pa}$,而且结构简单,可以利用燃气发生系统中管路的转折方便地布置。

(2) 过滤除尘。过滤除尘是利用多孔体从气体中除去分散的固体颗粒。过滤时,由于惯性碰撞、拦截、扩散以及静

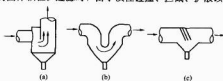


图 5.4-16 常见惯性除尘器的形式

(a) 单级挡板碰撞式; (b) 气流转折式;
(c) 多级挡板碰撞式

电、重力的作用，悬浮于气体中的固体颗粒沉积于多孔体表面或容纳于多孔体中。过滤除尘可将 $1 \sim 0.1 \mu\text{m}$ 的微粒有效地捕集下来，是各种分离方法中效率最高而又最稳定的一种。只是滤速不能高，设备较庞大，排料清灰是个不易处理的难题。过滤除尘一般用于未级分离。常见的过滤除尘设备是颗粒层过滤器和袋式除尘器。

1) 颗粒层过滤器。颗粒层过滤器结构简单，在一个筒体中装上颗粒滤料就构成过滤器。影响颗粒层过滤器性能的主要因素是颗粒大小、过滤速度和颗粒层厚度。颗粒较小，过滤速度和过滤层厚度加大，除尘效率提高，但阻力也明显加大。一般设计的颗粒层过滤器的效率可达 99%，压力损失为 $800 \sim 1200 \text{ Pa}$ 。

在过滤过程中，颗粒层内积存的粉尘也起过滤作用。在一个运行周期内，随着时间的增加，除尘效率不断提高，但提高的速度越来越慢，同时阻力也增加。经过一段运行时间后，阻力增加到一定值，就必须采用机械方法清除滤料中的杂质。

在生物质气化系统中常用更为简单的方式，即使使用现场易得的颗粒状生物质原料，如稻壳、木屑等作为滤料，也称生物质过滤器。生物质过滤器是生物质气化系统中比较有效且比较经济实用的净化设备。当气体通过滤料时，气体中的杂质、微细碳颗粒、水分、焦油等被过滤器滤料的多孔体表面吸附，从气体中分离出来。生物质过滤器的滤料吸附饱和和更换后可在气化炉中气化，从而减少二次污染。生物质过滤器有以下特点：

- 除尘效率高，只要设计和操作正常，一般可达到 98%~99.9%。
- 处理气流量、气体温度和入口含尘浓度等的波动对除尘效率的影响不如其他除尘设备敏感。
- 如果除尘效率或分级效率不足，可以采用通过向床层中添加细粒料或增加床层厚度的方法提高其效率，简单易行。
- 适应性广，滤料来源广，价格便宜，可就地取材或使用生产物料，而且不用水，设备阻力中等。

在生物质气化系统中所采用的生物质过滤器通常为固定床多层过滤器，并且有水平床层和垂直床层两种形式。

2) 袋式除尘器。袋式除尘器越来越广泛地应用于工业除尘和回收小颗粒产品的场合，其结构简单，如图 5.4-17 所示。该除尘器在外壳中有很多织物做成的袋子，含尘气流由袋子外侧流入内侧，见图 5.4-17 (a)，或由内侧流向外侧，见图 5.4-17 (b)，穿过织物时滤去粉尘。市面上有各种不同材料和编织方式的工业滤布供选择。袋式除尘器的效率

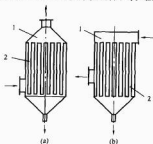


图 5.4-17 袋式除尘器
(a) 外流式；(b) 内流式
1—外壳；2—滤袋

很高，可以有效地滤去 $0.1 \mu\text{m}$ 以上的细小尘粒，效率可达 99%。袋式除尘器的设计阻力一般为 $300 \sim 1200 \text{ Pa}$ 。阻力随着运行上升到一定值时，需要清除织物表面的灰尘，常用的清除方法是脉冲气流反吹或机械振打。带气流反吹或机械振打的袋式除尘器结构比较复杂，而且这种除尘器对湿度敏感，焦油黏附以后很难清除，因此较少在生物质气化系统中使用。但如果此设备布置在燃气气化器出口的高温段，则不失为一种彻底清除固体杂质的方法。

3.2.1.2 湿法除尘

湿法除尘是利用液体（一般是水）作为捕集体，将气体中的杂质捕集下来，其原理是：当气流穿过液层、液膜或液滴时，其中的颗粒就黏附在液体上而被分离出来。湿法除尘的关键在于气液两相的充分接触，其方法很多，可以使液体雾化成细小液滴，可以将气体鼓泡进入液体中，可以是气体与很薄的液膜接触，还可以是这几种方法的综合应用。湿法除尘中常用的设备有鼓泡塔、喷淋塔、填料塔、文氏管洗涤器等。表 5.4-17 给出了湿法除尘的技术类型及其性能特点。

表 5.4-17 湿法除尘的技术类型及其性能特点

类型	洗涤器名称	基本特性
喷雾接触型	喷淋塔	用雾化喷嘴将液体雾化成细小液滴，气体是连续相，与之逆流运动，压强降低，液量消耗大；可除去大于几个微米的颗粒
	喷射洗涤器	要用高压雾化喷嘴，气体与液滴是同向流，但两者间相对速度高；能耗高，可除尘大于 $1 \mu\text{m}$ 的颗粒
	离心喷淋洗涤器	将离心分离与湿法捕集结合，可捕集大于 $1 \mu\text{m}$ 的颗粒；压降为 $750 \sim 2000 \text{ Pa}$
气体雾化接触型	文氏管洗涤器	利用文氏管将气体速度升高到 $60 \sim 120 \text{ m/s}$ ，吸入液体，使之雾化成细小液滴，它与气体间的相对速度很高；高压降文氏管 ($>10^4 \text{ Pa}$) 可清除小于 $1 \mu\text{m}$ 的亚微颗粒，很适用于处理黏性粉体
液膜接触型	填料塔	利用各种填料（如 Raschig 环、Pall 环、Intalox 环等），使液体形成表面积很大的液膜，增大两相接触面积；每米床层压降约 103 Pa ，一个 2 m 床层可清除大于几微米的颗粒，但入口的颗粒浓度不宜过高，以免堵塞床层
	浮动填料体洗涤器	将填料改为塑料球、玻璃球或圆卵石，使气体流速加大到可将球状填料浮动起来，液体可从上面、下面喷淋到床层，这样可加大气、液相接触强度，又可清除填料上积尘；每级床层压降为 $700 \sim 1500 \text{ Pa}$ ，可清除大于 $1 \mu\text{m}$ 的颗粒
	泡沫洗涤器	在筛孔板上保持一定高度的液体层，气体从下面穿过筛孔鼓泡入液层内形成泡沫接触；有无溢流及有溢流两种形式，极可以有层
鼓泡接触型	冲击式泡沫洗涤器	气体鼓泡后又冲击到上面的挡板上，可大大提高其净化效果；当压降为 400 Pa 时，可清除大于 $1 \mu\text{m}$ 的颗粒
其他形式	冲击洗涤器	气体冲入液体中，转折 180° 再冲出液面，激起水雾，可多次得到净化，压降为 $1 \times 10^3 \sim 5 \times 10^3 \text{ Pa}$ ，可清除大于几微米的颗粒

由于湿法除尘的设备种类较多,在这里只介绍几种生物质气化系统中常用的设备。

(1) 喷淋塔。几乎所有的生物质气化系统中都使用喷淋塔来净化生物质燃气。因此,喷淋塔是生物质气化系统中最常用的也是最重要的设备。之所以如此重要,是因为喷淋塔的作用不是单一的而是多样的,它既可以除尘,除焦油,也可以冷却生物质燃气。喷淋塔分为无填料喷淋塔和有填料喷淋塔两种。目前,应用在生物质气化系统中的喷淋塔也不是单一的喷淋塔,而是经过各种改良后组合式的喷淋塔。在这里介绍最基本的喷淋塔结构和工作原理。

绝大多数的喷淋塔为圆形截面,方形的很少。被冷却的气体从下面(也有少数不同结构的喷淋塔从上面)送入,喷淋水则由上面送入,这样就形成了水和气体的逆向流动。含杂质气体在由下至上流动过程中,经过一排排向下喷淋的液滴,液滴可以捕捉气体中的杂质,并冷却气体,从而达到除尘、冷却目的。

喷淋塔的设计一般以处理气体量为基本参数,控制塔内气体流速。一般设计参数为:处理 1m^3 的气体所需液体量为 $0.066\sim 0.266\text{kg}$,塔内气体流速一般选择 $0.6\sim 1.2\text{m/s}$,气体在塔内滞留时间为 $20\sim 30\text{s}$,气体压强可在 200Pa 左右,喷嘴所用液体压力一般为 $1.4\times 10^5\sim 9.3\times 10^5\text{Pa}$ 。在这种条件下,一般可捕集大于 $5\mu\text{m}$ 的颗粒,但效率并不高。若要捕集更细的颗粒,可将液滴雾化得更细,但细小液滴容易蒸发。例如,一个 $10\mu\text{m}$ 的水滴,在相对湿度为 90% 的空气中 1s 就蒸发完;而且细小液滴的终端沉降速度很小,很容易被气体带走,就起不到捕集作用。因此,可以找到一个使惯性捕集效率最高的液滴直径。液滴大小对气体净化效率的影响如图 5.4-18 所示,曲线数字表示要捕集的颗粒直径。可见,液滴在 $500\sim 1000\mu\text{m}$ 时,效率最高。

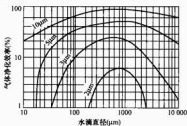


图 5.4-18 液滴大小时气体净化效率的影响

在实际应用中,并不使用单纯的喷淋塔,而是进行了多功能组合。例如,在喷淋塔中使用填料,设置冷却管,增加液膜同气体的接触等。所有这些改进都是为了增强喷淋塔的功能和除尘冷却效率,从而达到高效净化生物质燃气的目的。

(2) 喷射洗涤器。喷射洗涤器也是生物质气化系统中常用的燃气净化装置。洗涤水由喷嘴雾化成细水滴,与粗燃气同向流动,但两者间有相当高的速度差。在向下流动的过程中,气流首先加速,然后又减速,以增强与液滴的接触,最后进入水分离箱后,速度大大减缓,使携带了灰粒和焦油的液滴从气体中分离出来。

喷射洗涤器可以有效地脱除 $1\mu\text{m}$ 以上的杂质颗粒,设计合理时效率可达 $95\%\sim 99\%$ 。其缺点是压力损失较大,需要消耗较多动力,因为喷射器喉部气体流速在 30m/s 以上时才能获得良好的洗涤效果。喷射洗涤器的阻力一般在 $1600\sim 3000\text{Pa}$,有时高达 5000Pa 。为提高分离效率,在水

分离箱中应设置必要的气水分离部件,如挡板、筛网或专门设计的分离器。

(3) 文氏管洗涤器。文氏管洗涤器是另一种湿法除尘设备,当含尘气体通过文氏管时利用文氏管的缩径,使气体的流动速度增加。由于气体流速增加使得文氏管内的压力降低,从而使管外的液体通过小孔被吸入到管内,同时液体被雾化成细小液滴,吸附粉尘粒子。雾滴与气体间的相对速度很高,高压降文氏管 (10^4Pa) 可清除小于 $1\mu\text{m}$ 的微小颗粒,很适用于处理黏性粉体。一般情况下,气体经过文氏管加速后流速应控制在 $60\sim 120\text{m/s}$ 。

(4) 冲击(水浴)式分离器。冲击(水浴)式分离器的结构简单,主要部件有外壳、喷管和挡水板。分离器下部保持相对静止的水层,燃气以较大的速度通过喷管,对水层产生冲击后,折返向上。燃气中的固体和液体杂质一部分由于惯性的作用进入水层,另一部分与冲击溅起的水滴和气泡混合,进一步得到分离。挡水板(或其他形式的气水分离部件)的作用是从气体中分离水滴和气泡。

根据燃气净化的要求,可以选择将喷管的端部布置在水面以上,或插入水中。喷管在水面以上时,主要起冲击作用,对大的颗粒有效,对细颗粒分离效率较低;喷管插入水中时,冲击和淋浴同时发生作用,但阻力较大。

影响冲击(水浴)分离器效率的主要因素有气体流速和喷管与水面的相对位置。提高流速和增加插入深度有利于提高净化效率,但压力损失也明显地增加。一般气体流速的选取范围为 $5\sim 14\text{m/s}$,喷管端部与水面的相对位置为 $-100\sim +50\text{mm}$ (负值表示插入水中),相应分离效率为 $93\%\sim 98\%$,阻力为 $600\sim 1200\text{Pa}$ 。

冲击(水浴)分离器的突出优点是耗水少,一般为 $0.1\sim 0.3\text{L}/\text{m}^3$,远低于其他湿式净化器,因此降低了污水处理的负担。实际上生物质燃气中含有的水分冷凝后足以补充耗水,但要采取措施,保持水层的温度不要升高以使燃气中水分凝结。

3.2.2 除焦油

生物质气化的目标是得到尽可能多的可燃气体产物,但在气化过程中,焦炭和焦油都是不可避免的副产物。其中,由于焦油在高温时呈气态,与可燃气体完全混合,而在低温时(一般低于 200°C)凝结为液态,所以其分离和处理更为困难,特别对于燃气需要降温利用的情况(如燃气用于家庭或内燃机发电时),问题更加突出。

焦油的存在对气化有多方面的不利影响。首先,它降低了气化效率,气化中焦油产物的能量一般占总能量的 $5\%\sim 15\%$,这部分能量在低温时难以与可燃气体一道被利用,大部分被浪费;其次,焦油在低温时凝结为液态,容易和水、焦炭等结合在一起,堵塞送气管道,使气化设备运行发生困难;另外,凝结为细小液滴的焦油比气体难以燃尽,在燃烧时容易产生炭黑等颗粒。对燃气利用设备,如内燃机、燃气轮机或损害相当严重,这就大大降低了气化燃气的利用价值。所以,针对气化过程产生的焦油,采取办法把它转化为可燃气,既提高气化效率,又降低燃气中焦油的含量,从而提高可燃气体的利用价值,对发展和推广生物质气化发电技术具有决定性的意义。

3.2.2.1 焦油的特点

在生物质热转换中,焦油的数量主要决定于转换温度和气相停留时间,与加热速率也密切相关。对一般生物质而言,在 500°C 左右时,焦油产物最多;高于或低于这一温度时,焦油都相应减少,见图 5.4-19。而在同一温度下,气相

停留时间越长,意味着焦油裂解越充分,所以随着气相停留时间的增加,焦油产量会减少,而气体产物相应地增加,见图 5.4-20。

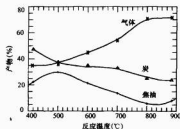


图 5.4-19 生物质热解时在不同温度下的产物情况

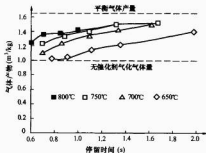


图 5.4-20 停留时间对气体产物的影响

焦油的成分非常复杂,可以分析到的成分有 100 多种。另外,还有很多成分难以确定,而主要成分不少于 20 种,大部分是苯的衍生物及多环芳烃,其中含量大于 5% 的大约有 7 种,它们是苯、萘、甲苯、二甲苯、苯乙烯、苯酚和萘,其他成分含量一般都小于 5%,而且在高温下很多成分会被分解。所以,随着温度的升高,焦油成分的数量越来越少,见图 5.4-21。因而在不同条件(温度、停留时间、加热速率)下,焦油的种类和成分的含量都是变化的,任何分析结果只能针对于特定的条件而言。

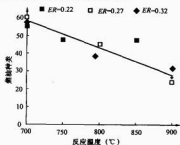


图 5.4-21 焦油种类与温度的关系
(ER—气化当量比)

根据这些特点,我们应在气化过程中尽可能提高温度和气相停留时间,减少焦油的产量和种类,以达到在气化时控制焦油的产生,减少气体净化的难度。

3.2.2.2 除焦油技术种类

除焦油的方法有普通水洗法、过滤法和机械法,也有较

复杂的静电法和裂解法。

(1) 水洗法。水洗法是用将生物质燃气中的焦油带走,如果在水中加入一定量的碱,则除焦油效果将有所提高。水洗法又分为喷淋法和吹泡法,其原理如图 5.4-22 和图 5.4-23 所示。



图 5.4-22 喷淋法除焦油



图 5.4-23 吹泡法除焦油

水洗除焦是比较成熟、也是中小型气化发电系统采用比较多的技术之一。它的优点是同时有除焦、除尘和降温三方面的效果。焦油水洗设备的原理和设计化工过程中的逆流塔一样,其技术关键是选用合适的气流速度、合适的填充材料和合理的水流量和喷水方式。图 5.4-24 所示为一般焦油水洗设备的示意图。焦油水洗技术的主要缺点是有污水产生,必须配套相应的废水处理装置。

(2) 过滤法。过滤法除焦油是将吸附性强的材料(如活性炭或粉碎的玉米芯等)装在容器中,让可燃气体穿过吸附材料,或者让可燃气体穿过滤纸或陶瓷芯的过滤器,从而把可燃气体中的焦油过滤出来。水洗法和过滤法除焦油又分别被称为湿法和干法除焦油。

焦油低温过滤只能应用于小型的气化发电系统,因为过滤材料阻力大,容易堵塞。对几十千瓦以上的气化发电系统,焦油过滤必须采用切换工艺(同时设计两套过滤设备),而且过滤材料更换频繁,劳动强度太大。低温过滤的优点是具有除尘、除焦两个功能,除焦效率也很高。低温过滤的设计关键是阻力计算及控制。另外,为了不产生新的污染物,过滤材料采用可以燃用的生物质是一种较佳的选择。

(3) 机械法。机械法除焦油是利用离心力的作用,使在气体中的焦油同洗涤液密切接触,同时被洗涤液吸附,并被抛向分离器的外壳达到除焦油的目的,图 5.4-25 所示为离心分散器简图。

(4) 静电法。静电法除焦油的原理和一般煤炭气化系统的电捕焦器的原理相同,即先把气体在高压静电下电离,使焦油雾滴带有电荷,带电荷的雾滴将吸引不带电荷的微粒,与之结合成为较大的混合物,并在重力的作用下从气流中下落,或者带电荷的雾滴向相反的电极移动,失去电荷的微粒就沉降在电极上。这样,气体中的焦油便会被收集并从气体中去除。

静电除焦技术的优点是除尘、除焦效率高,一般达 98% 以上,但静电除焦对进口燃气的焦油含量要求较高,一般要求标准状况下低于 $5\text{g}/\text{m}^3$ 。另外,由于焦油与炭混合后容易粘在电除尘设备上,因此电捕焦器对燃气中灰的含量要求也很高。由于电捕焦设备应用于生物质燃气的净化过程必须解决清焦和防爆问题(生物质燃气中含氧 1% 左右,有时短时间内会达到 2% 以上,所以有爆炸的危险),因此其目前在生物质气化发电系统中的应用仍很少;但该技术应用于连续运行的生物质气化发电系统是可能的,而且除焦效果也较好,是今后中小型气化发电系统除焦的有效途径之一。

(5) 裂解法。焦油是成分复杂的大分子碳氢化合物的混

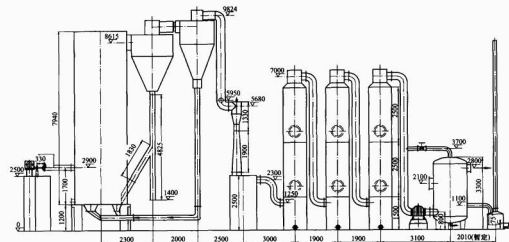
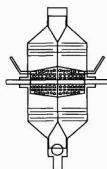


图 5.4-24 焦油水洗设备示意图

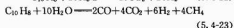
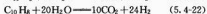
图 5.4-25 离心分离器
简图

合物, 在高温下, 这些大分子可裂解成与气化产生的气体产物相似的气体小分子。焦油的成分虽然影响裂解的转化过程, 但不管何成分, 裂解的最终产物与气化气体的成分相似, 所以焦油裂解对气化气体质量没有明显影响, 但是数量有所增加。

生物质焦油裂解分为高温裂解和催化裂解。高温裂解是最简单的裂解方法, 只要达到需要的热裂解温度 (1000~1200℃), 即能得到较高的焦油转换效率, 但一般低于 90%。

实际应用中由于它要求的温度很高, 因此实现比较困难。

催化裂解是利用催化剂的作用, 把焦油裂解的温度大大降低 (为 750~900℃), 并提高裂解的效率, 使焦油在很短时间裂解率达 99% 以上。对大部分焦油成分来说, 水蒸气在裂解过程中有关键的作用, 因为它能和某些焦油成分发生反应, 生成 CO 和 H₂ 等气体, 既减少炭黑的产生, 又提高可燃气的产量。例如, 萘在催化裂解时, 发生下述反应



由此可知, 水蒸气非常有利于焦油裂解和可燃气体的产生。

1) 催化剂的特点及选择。生物质焦油催化裂解原理与石油的催化裂解相似, 所以关于催化剂的选用可从石油工业中得到启发。但由于焦油催化裂解的附加值小, 其成本要求很低才有实际意义。因此, 人们除利用石油工业的催化剂外, 还大量研究了低成本的材料, 如石灰石、石英砂和白云石等天然产物。

大量的实验表明, 很多材料对焦油裂解都有催化作用。其中, 效果较好又有应用前景的典型材料主要有三种, 即木

炭、白云石、镍基催化剂, 它们的主要性能见表 5.4-18。

表 5.4-18 典型催化剂的有关参数

名 称	反应温度 (℃)	接触时间 (s)	转化效率 (%)	特 点
镍基催化剂	750	1.0	97	反应温度低, 转换效果好; 材料较贵, 成本较高
木 炭	800 900	0.5 0.5	91 99.5	木炭为气化过程产物, 成本低; 随着反应进行, 木炭减少
白云石	800 900	0.5 0.5	95 99.8	转换效率高, 材料分布广泛, 成本低

注 白云石的主要成分为 CaCO₃ 和 MgCO₃, 不同地方出产的白云石成分略有不同。

从上面三种典型的催化结果比较可知, 镍基催化剂的效果最好, 在 750℃ 时即有很高的裂解率, 而其他材料在 750℃ 时裂解效果不理想。然而, 由于镍基催化剂比较昂贵, 一般生物质气化技术中难以应用, 因此只能在气体需要精制或合成汽油的工艺中使用。木炭的催化作用实际上在下吸式气化炉中即有明显的效果, 但由于木炭在裂解焦油的同时参与反应, 因此消耗很大 (在 1000℃ 时达 0.1kg/m³), 对大型生物质气化来说, 木炭作催化剂不现实。木炭的催化作用对气化炉及小型气化炉的设计有一定的指导意义。

白云石是目前为止研究得最多和最成功的催化剂, 虽然各地白云石的成分略有变化, 但都有催化效果。一般, 当白云石中 CaCO₃ 和 MgCO₃ 的含量之比在 1~1.5 时效果较好。白云石作为焦油裂解催化剂的主要优点是催化效率高、成本低, 所以具有很好的实用价值。

2) 焦油催化裂解的工艺条件。焦油催化裂解除要求合适的催化剂外, 还必须有严格的工艺条件。影响催化效果最重要的因素有温度和接触时间, 所以其工艺条件也是根据这方面的要求来确定的。下面以白云石为例, 分析这些工艺条件的特点。

任何催化过程必须在合适的温度下才能进行, 白云石对焦油的裂解在 800℃ 以上即有很高的裂解率, 而在 900℃ 左

右即可得到理想的效果,见图 5.4-26,这一温度和生物质气化的温度相近,所以比较容易实现,这也是白云石被广泛使用的主要原因之一。

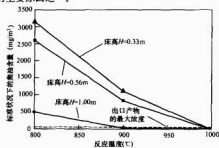


图 5.4-26 白云石催化裂解温度和床高与焦油含量的关系

焦油和催化剂的接触时间是决定催化效果的另一个重要因素。由于接触时间又是由气相停留时间和催化剂的比表面积决定的,因此气相停留时间和白云石的颗粒大小成为催化裂解的重要工艺条件。在同一条件下,气相停留时间越长,裂解效果越好,见图 5.4-27 和图 5.4-28。

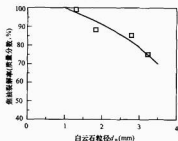


图 5.4-27 白云石粒径对焦油催化裂解率的影响

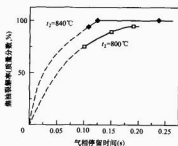


图 5.4-28 白云石焦油催化裂解率与气相停留时间的关系

白云石的粒径越小,催化效果越好。但颗粒直径太小,对固定床来说,阻力太大;而对流化床来说则飞灰损失太重,所以白云石的直径 d_p 有一合适范围,一般 d_p 为 2.0~7.0mm 为好。对于不同的接触方式,气相停留时间的要求不同。例如,在 800°C 时,对 $d_p \approx 5$ mm 的固定床,气相停留时间一般要求在 0.5s 左右;而对于 $d_p \approx 1.5$ mm 的流化床,气相停留时间仅需 0.1~0.25s 即可。

3) 实现催化裂解工艺要求的关键。对理想的白云石催化剂,裂解焦油的首要条件是足够高的温度(800°C 以上),这一温度与流化床气化炉的运行温度相似。有关的实验表明,

把白云石直接加入流化床气化炉中对焦油有一定的抑制效果,但并不能完全解决问题,这主要是由于气化炉中焦油与催化剂的接触不充分(因为焦油的产生主要在加料口位置,即使是循环流化床,加料口以上的催化剂数量也不可能很多)。所以,为了达到预期效果,气化和焦油裂解一般要求在两个分开的气化炉中进行,这就使实际应用出现下列难题:

气化炉出口气体的温度已降至 600°C 左右,为了使裂解炉的温度维持在 800°C 以上,必须外加热源或使燃气部分燃烧(一般燃烧份额为 5%~10%),这就使气化气体质量变差,且显热损失增加。

不管裂解炉采用固定床还是流化床,气化气体中灰分或碳粒都有可能引起裂解炉进口堵塞,所以,裂解炉和气化炉之间需增加气固分离口装置,但不能使气体温度下降太多,这就使系统更加复杂。

由于焦油裂解需要独立的装置,而且有高温的要求,裂解装置需连续运行(否则效率太低),因此催化裂解技术只适于较大型的气化系统,从而限制了该技术的适用性。

所以,应用焦油催化裂解的关键就是,针对不同的气化特点,设计不同的裂解炉,尽可能降低裂解炉的能耗并提高系统热效率。

关于白云石对焦油的裂解作用,有关研究者已取得一致结论,目前的主要课题是如何将该技术应用到实际的气化工程中。由于催化裂解需要专门的设备,系统复杂且运行成本较高,小型气化系统很难使用,而大中型气化系统中的生产实践仍较少,因此目前实际上焦油催化裂解炉应用极少,只有少数的示范项目和中试装置。

对于大中型气化系统,气化炉和裂解炉一般都采用循环流化床(CFB)形式,见图 5.4-29。由于裂解炉采用流化床反应器,白云石的磨损严重,因此需要连续补充白云石的装置和复杂的除灰系统。这种工艺路线适于大规模气化利用,且焦油裂解效率较高,其缺点是系统复杂,出口燃气温度高。

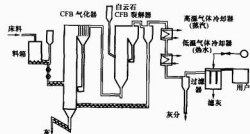


图 5.4-29 典型的循环流化床气化和焦油裂解系统

对中小型的气化装置,较适宜采用结构简单的固定床裂解器。为了解决裂解器出口燃气温度太高的难题,荷兰特温特大学提出了一种燃气可以双向流动的裂解工艺,称为反吹反应器,见图 5.4-30,其基本原理是裂解气的流向每隔一段时间切换一次;一方面利用裂解器本身的蓄热特点把燃气加热,另一方面裂解后的气体经过一段温度较低的区域,使出口气体温度降低,见图 5.4-31,这样可减少热损失,提高裂解器的热效率。这一工艺流程的优点是系统简单,裂解器可以在较高温度下工作(1000°C)而不必消耗很多热量(其消耗的能量约为其他裂解器的 1/4);缺点是精密的切换阀,且该阀门的耐热性和耐磨性都要很高。

4) 焦油裂解技术在生物质气化发电技术中的应用。在生物质气化发电技术中,由于发电系统的规模和采用气化形

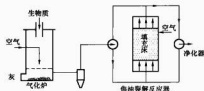


图 5.4-30 反吹裂解器气化系统示意图

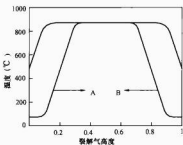


图 5.4-31 反吹裂解器温度分布

A—正吹时裂解器中温度的分布；

B—反吹时裂解器中温度的分布

式的不同，有效的裂解技术不一定是最经济的办法，因此焦油裂解技术的适用性需谨慎考虑。

小型气化发电系统设备要求简单可靠，焦油催化裂解虽能满足要求，但是需增加独立的设备，运行工况等条件要求较高，工艺过程和系统控制过于复杂，失去了小型气化发电系统简单灵活的优势。在这种情况下，最好的办法是充分利用焦油高温裂解技术，在气化炉内形成独特的高温（ $>1000^{\circ}\text{C}$ ），使气化设备出口焦油含量尽量降低。这虽然使气化设备设计和控制难度增加，但仍可保证气化发电系统有较高的灵活性和较好的经济性。

对中型生物质气化发电系统，可以考虑使用操作简单、制造成本低的固定床催化裂解工艺，同时实现高温裂解和催化裂解的效果，但要充分照顾系统的运行成本和配套系统的成本，尽量保证气化发电系统的综合经济性。图 5.4-32 所示为一种以木炭为催化剂的固定床催化裂解装置。木炭在裂解装置中燃烧，形成高温区，可燃气体中的焦油经过燃烧区时进行高温裂解，而木炭则起到催化作用；同时，木炭与燃气反应可以生成更多的燃气，不必再生。该裂解工艺的关键是控制木炭燃烧温度并保证裂解反应器不堵塞，是中等规模气化发电系统可以考虑的一种简单办法。

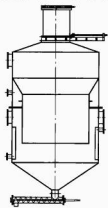


图 5.4-32 以木炭为催化剂的固定床催化裂解装置

对大型气化发电系统，则可以考虑采用裂解效果最好、技术最复杂的流化床催化裂解工艺，但在设计时需结合气化发电系统的特点，减少能耗、简化配套系统和操作条件；同时，考虑到经济问题，必须尽可能选用价格较低或易于再生的低成本催化剂。目前，国内外这方面的技术还未成熟，需要进行更多的研究和实践。

国外对催化裂解的研究主要集中于白云石和镍基催化剂。研究证明，镍基催化剂的活性是白云石的 10~20 倍，但它对原始气的要求较严，如果标准状况下焦油含量在 $2\text{g}/\text{m}^3$ 以上，就会因积炭而失活。另外，镍基催化剂价格较高，在商业应用中并没有优势。白云石资源丰富而且便宜，但它的催化效果并不理想，需针对不同的气化特点，配合相应的裂解工艺，控制严格的操作参数。目前，我国在该领域的研究非常欠缺。所以，净化系统的选用，应从现有技术的成熟性、系统的复杂性及投资成本的现实性考虑。

总之，尽管在生物质气化过程中采取各种措施控制焦油的产生，但实际上气体中焦油的含量仍远远超出应用允许的程度，所以，对气体中的焦油进行处理是有效利用燃气必不可少的过程。目前的除焦技术有，水洗或过滤等办法，只是把焦油从气体中分离出来，然后作为废物排放，存在能量浪费和二次污染问题，且净化效果只能勉强达到内燃机的要求；裂解法把焦油分解为永久性气体，与可燃气一起被利用，既减少了焦油含量，又利用了焦油中的能量，但是高温裂解法要求的裂解温度高，实际应用中实现比较困难，催化裂解利用催化剂的作用把焦油裂解的温度大大降低，并提高裂解的效率，是最有效、最先进的办法，然而成本最高。从最简单的气化发电系统来看，焦油含量在 $0.02\sim 0.05\text{g}/\text{m}^3$ 范围内是可以接受的，但以往的气化技术分析，在设有采用专门的焦油裂解设备情况下，大部分气化工艺中原始气体中的焦油含量在 $2\sim 50\text{g}/\text{m}^3$ ，净化系统的净化效率至少需要 99%~99.9% 才能达到气化发电的要求，所以任何单一的除焦过程都很难满足气化发电工艺的技术和经济要求，必要时需采用多净化过程相结合的除焦除生工艺。

3.2.3 除水分

在气化反应以及在生物质燃气净化过程中都有水分的产生或进入，而水分对生物质燃气的利用影响较大。常见的去水分方法有机械法和过滤法。

(1) 机械法。通常使用的机械除水分设备为液滴分离器，也就是液滴捕集器。图 5.4-33 所示为液滴分离器结构简图。气体在通过液滴分离器后，撞到设置在分离器内的不同方向的挡板，使气体的

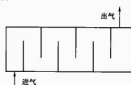


图 5.4-33 液滴分离器结构简图

流动速度和方向都发生改变。撞击到挡板上的液滴在重力的作用下落下，从而使液滴从气体中分离出来。液滴分离器的主要技术参数为流速及气体阻力。

(2) 过滤法。过滤法除水分的原理同过滤法除尘的原理相同，即利用过滤器的吸附作用吸附生物质燃气中的水分。

3.2.4 燃气的冷却

气体的冷却是通过散热及换热实现的。生物质燃气也一样，通常的冷却方法是空气冷却和水冷却。其中，水冷却方法效率高，又比较经济，因而多采用水冷却方式冷却生物质燃气，常用的设备是喷淋塔和冷却器。喷淋塔已在前面作了介绍，这里简单介绍冷却器。

冷却器用于冷却生物质燃气，同时也可以使部分焦油及水分冷凝下来。冷却器有水冷却器和空气冷却器两种，水冷却器应用较为普遍。水冷却器又分为水管式冷却器和气管式冷却器两种。水管式冷却器是水在管内流动而气体则在管外空间通过；气管式冷却器则相反，气体在管内通过，而水在管外空间通过。根据传热情况可知，水管式冷却器的热效

率大。但在冷却含焦油和粉尘的气体时,水管式冷却器的操作不方便,因为沉积在冷却器管壁上的焦油较之沉积在气分管式冷却器内壁上的焦油要难以清除。由于沉积在管壁上的焦油会严重影响换热效率,因此必须将它们从管壁上除去。

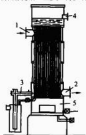


图 5.4-34 水管式冷却器

图 5.4-34 所示为水管式冷却器。气体从上部连接管 1 引入,而由连接管 2 引出。冷却水管 3 送入冷却器的管内,而经管 4 排出。因此,在冷却器中体现了逆流原理。焦油和水的冷凝液经水封槽 5 由冷却器排出。

在冷却器中进行的传热过程包括生物质燃气、水蒸气的冷却及水蒸气的冷凝,这些过程的温度差和传热系数不同。因此,在确定所必需的冷却表面的大小时,按照以下三个阶段进行:

- (1) 气体及水蒸气冷却至水蒸气的冷凝温度。
- (2) 水蒸气的凝结。
- (3) 气体的冷凝液从凝结温度冷却至所给定温度(一般为 30℃)。

整个冷却器的冷却面由各个阶段的冷却面之和来确定。综上所述,生物质气化过程中生成的生物质燃气含有多种不同形式的杂质,这些杂质影响生物质燃气的有效使用,应尽可能地清除这些杂质,使燃气得到净化。

净化生物质燃气的技术种类和方法很多,去除不同的杂质需用不同的燃气净化技术。但是,同一种净化技术和设备可能对多种杂质的去除都有效。在实际应用的生物质燃气系统中,将多种净化技术综合使用可达到最佳的净化效果。

经过这些设备净化后的生物质燃气中,灰、碳颗粒、焦油及水分的含量都大大降低了,而且气体也达到了预先要求的温度。但是,尽管有如此多级的处理方式,净化效率也不可能达到 100%,即处理后的燃气中仍旧会有少量的灰、炭粉及焦油。所以,经过净化后的生物质燃气仍然会有一些杂质,并非纯净,在使用过程中还要考虑到这些杂质的影响,以避免出现故障。

4 生物质燃气的发电技术与设备

近年来,国外以生物质燃气为燃料进行的发电有了较快的发展。按发电技术分类,基本上有三种类型:一是内燃机/发电机组;二是汽轮机/发电机组;三是燃气轮机/发电机组。有的发电厂将前两者联合使用,即先利用内燃机发电,再利用系统的余热生产蒸汽,以推动汽轮机做功发电。由于内燃机发电效率较低,单机容量较小,应用受到一定限制,因此有的发电厂将后两者联合使用,即用燃气轮机发电系统的余热生产蒸汽,从而推动汽轮机做功发电。比较这两种联合发电,后者发展前景较广阔,尤其是在大规模生产的情况下。

图 5.4-35~图 5.4-37 分别为上述三种发电机组的工作原理示意图。第一种是用内燃机的动力输出轴带动发电机发电;第二种是用蒸汽推动汽轮机的涡轮(气体膨胀做功)带动发电机发电,蒸汽可由锅炉提供,也可以用其他发电系统的余热生产蒸汽;第三种则是用旋转着的燃气轮机的涡轮带动发电机发电。燃气轮机主要由三部分组成,即压缩机、燃烧器和涡轮机。压缩机用来压缩将通过涡轮机的气体工作介质;涡轮机的功率除用于带动发电机工作之外,大部分消耗在压缩机的工作上。燃气轮机又有两种形式:一是开放循环

燃气轮机,由燃烧器来的高温高压燃气通过涡轮机膨胀做功推动涡轮旋转后排放出去,这就要求燃气应纯净,若焦油含量多,将损坏涡轮,不利工作;二是封闭循环燃气轮机,燃气在热交换中将工作介质加热,介质可用空气、氮气、氦气等,它在涡轮机与压缩机中呈封闭式循环工作,由于介质纯净,因此不污染轮机。



图 5.4-35 内燃机/发电机工作原理图

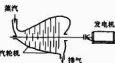


图 5.4-36 汽轮机/发电机工作原理图

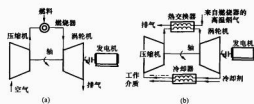


图 5.4-37 燃气轮机/发电机工作原理图

(a) 开放循环燃气轮机; (b) 封闭循环燃气轮机

国外利用生物质燃气发电的规模不等,通常内燃机/发电系统功率较小,燃气轮机/发电系统和汽轮机/发电系统功率要大一些,而同时用燃气轮机/发电机和汽轮机/发电机联合发电,其功率最大。规模大小尚无明确的分级,一般认为小于 500kW 为小型,大于 3000kW 为大型,其间视为中型。下面结合实例介绍国外生物质气化发电的情况。

4.1 内燃机/发电机发电系统

我国目前生物质气化发电绝大部分属于内燃机/发电机发电系统。在国外推广应用比较多的是发展中国家印度,功率有 3.7、25、70kW 及 100kW 等几种机组。其中,3.7kW 已推广应用数百台,气化炉一般多采用固定床式。内燃机所用的燃料有的是生物质燃气与柴油的混合燃料,有的用生物质燃气单一燃料。混合燃料的燃气成分(按热值计算)可达 80%~85%。在 100kW 发电系统中,当燃气成分为 80% 时,原料(木屑)用量为 0.95~1.2kg/kWh;而全用燃气(不混合柴油),原料用量为 1.3~1.6kg/kWh。功率越小,每千千瓦时电消耗的原料越多,用这类发电系统将生物质能转化成电能,其总效率之所以较低,主要原因在于内燃机将热能转换为机械能这个环节的效率较低。

印度的生物质气化发电系统多用于带动水泵为农村提供灌溉用水和生活用水,也用于带动脱粒机、磨谷机和其他小型电气设备。

美国的通用汽车公司研制出 STM4-120 型发动机被美国能源部评价为世界上最先进的斯特林发动机,它可与小型生物质气化机组组成 50kW 左右的农村生物质气化发电系统。该发动机属于外燃式加热封闭式活塞式发动机,带动发电机工作,系统效率可达 30% 左右,并且噪声小、废气污染少。目前由于生产批量有限,成本较高。

4.2 燃气轮机/发电机发电系统

图 5.4-38 所示为建在比利时布鲁尔大学校内的燃气轮

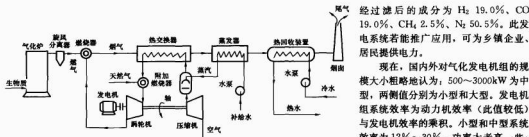


图 5.4-38 燃气轮机/发电机发电系统工艺流程示意图

机/发电机发电系统的工艺流程,其中,气化炉为常压流化床式。

用燃气轮机/发电机组发电,其工作过程如下:粉碎的木屑在气化炉中气化,产生的燃气经旋风分离器除去颗粒杂质后,进入燃烧器燃烧,高温烟气在热交换器中将来自压缩机和蒸发器的工艺介质加热至850℃左右。附加燃烧器的燃料是天然气,工作介质经过它升温至1000℃左右,进入涡轮机做功而带动发电机发电。由涡轮机排出的气体进入燃烧器与烟气燃烧。工艺介质中有部分水蒸气参入有助于系统功率的提高。烟气经过热交换器、蒸发器后,进入热回收装置,在这里将来自木屑的冷水加热成热水供大学园使用。降温后的烟气则由烟囱排走。

此生物质气化发电系统装机容量为:发电量 0.8MW、发热量 1.5MW。实际运行中,净发电量为 0.2~0.7MW,净发热量为 0.5~1.2MW,发电效率为 16%~27%,系统总效率为 40%~70%,平均木屑用量为 0.4t/h。生物质气化过程中产生的焦油主要靠高温燃烧去除。

4.3 燃料电池/燃气轮机发电系统

美国有以天然气为燃料的小型燃料电池/燃气轮机发电系统,如25、50kW的发电机组。美国普林斯顿大学能源和环境中心在研制以生物物质废气为燃料、发电功率为200kW的小型燃料电池/燃气轮机发电系统,其工艺流程如图5-4-39所示,用下吸式固定床气化炉将生物物质气化,产出的燃气经旋风分离器、冷却器和过滤器净化并降温。空气和燃气由压缩机送入燃料电池发电,其间经过热交换器提高了温度,燃料电池未利用的燃料及余热再通过燃烧器带动燃气轮机发电。由燃气轮机排出的高温气体经热交换器后,再进行余热回收。

该燃料电池/燃气轮机发电系统设计的性能指标为:生物质用量(干基) 0.2t/h, 燃料电池电量 149kW、燃气轮机/发电机组发电量 50kW, 二者合计近 200kW, 系统发电效率 43.4%。气体在流程中各处的温度如图 5.4-39 所示。燃气

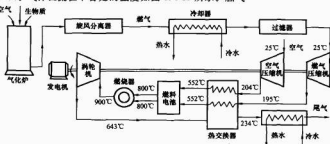


图 5.4-39 小型燃料电池/燃气轮机发电系统循环工艺流程示意图

中国和印度所用的气化发电机组多为小型,且常用下吸式固定床气化炉,动力机多为内燃发动机。常用的规格见表 5-4-19。

表 5.4-19 中国和印度所用的小型气化发电机组规格 kW

中國	2.5	5.5	12	60	160	200						
印度	2.5	3.7	12	60	25	60	70	100	125	200	250	500

欧美一些国家也有用下吸式固定床气化炉配小型气化发电机组发电的,中型机组用流化床(或循环流化床)或上吸式固定床气化炉;而大型机组都用循环流化床气化炉。表 5.4-20 给出了近期一些国家兴建的大中型生物质气化发电示范工程。由表可见,对于大中型气化发电,当余热得到充分利用时,其总效率约是发电效率的 2 倍。大型气化发电系统一般是两级发电,如在燃烧气轮机/发电机组发电后,利用高温燃气再生产蒸汽,供汽轮机/发电机组二次发电,之后再副用其余热。

表 5.4-20 大中型生物质气化发电示范工程

项目名称	国 家	气化炉类型	净发电 (kW)	净供热 (kW)	发电 效率 (%)	总效率 (%)
BIOFLOW	瑞典	加压循环流化	6000	900	44~50	83~90
BGF	美国	加压流化	5000	—	30~35	—
BIG-CT	巴西	常压循环流化	31 900	—	41	—
BIOCYCLE	丹麦	加压循环流化	7200	6780	39.9	77.3
ENERGYARM	意大利	常压循环流化	11 900	—	33	—
ARKIRE	英国	常压循环流化	8000	—	30.6	—
BINAGAS	比利时	常压流化	200~700	500~1200	16~27	40~70
TINA	澳大利亚	上流式	2000	4700	22.6	66.8

5 生物质气化联合循环发电系统

5.1 生物质气化联合循环系统介绍

生物质气化联合循环 (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle, B/IGCC) 发电由煤气化联合循环 (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) 发展而来, 即利用生物质气化系统产生的可燃气供燃气轮机发电, 同时利用气化系统和燃气轮机废热产生的蒸汽驱动蒸汽轮机发电。该系统利用两种工质将物蓄能 (Brayton) 循环和朗肯循环叠加在一起。

从而实现了能量梯级利用,具有较高的发电效率,一般可以达到35%~40%,远高于单一的生物质气化发电和生物质直燃蒸汽发电。

根据燃气发电系统不同,生物质气化联合循环发电系统目前主要有两条技术路线,即气化炉—内燃机—蒸汽轮机路线和气化炉—燃气轮机—蒸汽轮机路线,主要包括生物质原料处理和加料系统、气化炉、燃气净化系统、内燃机/燃气轮机、蒸汽轮机和余热锅炉等部分;根据所采用的气化炉运行压力,又可分为常压生物质气化联合循环发电系统和增压生物质气化联合循环发电系统。原料的预处理包括干燥和粉碎。生物质原料水分较多,通常利用余热锅炉乏气(100~150℃)的废热进行干燥,且需粉碎至气化炉要求的粒度大小。进料通常使用密闭的螺旋进料器;增压流化床气化炉的进料还包括带有密闭阀的上下料斗。

气化炉是生物质 IGCC 系统的关键,目前主要应用的是循环流化床气化炉。生产厂家主要包括 Carbons (芬兰、美国)、Foster Wheeler (芬兰、美国)、Lurgi (德国)、TPS (瑞典)等。循环流化床气化炉对生物质原料种类,如木屑、秸秆、谷壳等和原料水分含量的变化适应性好,产气成分比较稳定。根据炉内运行压力,气化炉可分为常压气化炉和增压气化炉。常压气化炉技术成熟,运行稳定性和操作性良好,现有商业运行的 B/IGCC 电厂大都采用常压气化炉,图 5.4-40 所示为常压生物质气化—燃气轮机—蒸汽轮机联合循环发电示意图;增压气化炉的进料和进气装置及出灰装置复杂,但炉内气化反应在加压条件下进行,从而强化了燃烧和传热反应,能有效提高系统效率,同时可以减小设备体积,便于制造安装,是今后主要的发展方向,如 Foster Wheeler 公司生产的增压 CFB 气化炉在瑞典的 VARNAMO 生物质 IGCC 电厂得到了应用。

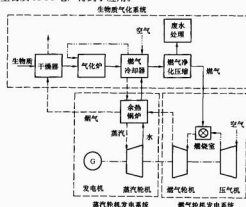


图 5.4-40 常压生物质气化—燃气轮机—蒸汽轮机联合循环发电示意图

燃气净化系统主要有两类:一类是常温湿法净化系统,另一类是高温干法净化系统。常温湿法净化系统的一般流程是燃气经过旋风分离器和布袋除尘后,在水洗塔内清除焦油和其他污染物,适用于常压生物质气化联合循环发电系统;高温干法净化系统通常是经过两级旋风分离器除尘后,在高温陶瓷管式过滤器中除去细尘和焦油(不包括苯和轻焦油),从而可以有效利用燃气显热(350~400℃),以减少水分含量,有利于提高燃气轮机的效率和稳定燃烧性能,适用于增压生物质气化联合循环发电系统。

B/IGCC 机组向燃气轮机燃烧室提供的燃气通常为低热

值燃气(标准状况下通常小于 6.3MJ/m³)。由于低热值燃气燃烧性能差,不易稳定燃烧,因此必须对燃烧室和燃烧器进行改造。目前主要采用单个大管径的圆筒形燃烧室或多个小管径或环管型燃烧室。另外,由于低热值燃气的质量流量增大(相对天然气),压气机和燃气轮机的匹配需要改造,通常缩小压气机或放大燃气轮机尺寸,或改变燃气轮机第一级静叶安装角,以增大流通面积,同时减小压气机进口导叶,减少压气机空气流量。目前,在 B/IGCC 系统中应用的燃气轮机主要有 EGT Alstom 生产的 TPGHOON 机组(4.7MW)、Nuovo Pignone GE 生产的 TPT5 (5~6MW)、PGT10 (11~13MW) 和 GE 的 LM2500 (23MW) 机组。

余热锅炉利用燃气轮机排气换热加热给水,通常与燃气冷却器联合产生蒸汽,由于排烟温度的限制,蒸汽参数通常为 4~6MW,450~500℃。

5.2 关键技术

为使生物质气化联合循环发电系统达到较高的效率,并保证系统安全稳定运行,必须解决好以下几方面的关键技术问题。

5.2.1 生物质增压气化技术

对于采用空气作为气化介质的常压生物质气化,其燃气热值低,标准状况下为 4200~6500kJ/m³,燃气轮机燃烧该低热值燃料的效率将大大降低。因此,一般的 B/IGCC 项目基本采用增压生物质气化工艺,如瑞典 VARNAMO 生物质 IGCC 电厂的气化压力为 1.8MPa。对于增压生物质气化过程,必须解决好进料和排灰过程的密封问题,气化介质空气也必须经过压缩机增压后,经布风板进入气化炉,由于系统都处于高压状态,因此大大增加了整个系统的技术复杂程度。

5.2.2 燃气高温净化技术

生物质循环流化床气化炉出口燃气温度一般都在 800℃以上,为提高系统发电效率,一般采用干法高温燃气净化,以减少燃气显热和潜热损失,同时也避免了湿法净化过程产生的焦油废水。另外,燃气轮机对燃气参数要求很高,表 5.4-21 给出了 GE 公司 LM2500 型燃气轮机对燃气品质的要求。因此,燃气高温净化技术对于 B/IGCC 系统的发展至关重要。

表 5.4-21 LM2500 型燃气轮机对燃气品质的要求

内 容	燃气轮机对燃气浓度要求的最大值 (ppbw)	典型生物质燃气的最大浓度计算值 (ppbw)
固体颗粒		
$d < 10\mu\text{m}$	600	3000
$10\mu\text{m} < d < 13\mu\text{m}$	6	30
$13\mu\text{m} < d$	0.6	3
钒	20	100
铈	10	50
钠+钾+锂	4	20
钙	40	200
硫		
碱金属硫酸盐	12	60

注 ppbw=parts per billion by weight, 十亿分之一(质量)。

燃气高温净化技术主要包括高温除尘技术、高温脱硫技术、高温去碱金属等。目前,高温除尘技术主要有旋风除尘和过滤除尘。旋风除尘的除尘效率达到 70%~85%,一般作为第一级除尘器分离粒径大于 10 μm 的飞灰颗粒,其分离效率与颗粒粒径、燃气温度有关;过滤除尘设备主要有陶瓷过滤器、金属毡过滤器及移动颗粒层过滤器几种。其

中,陶瓷过滤器已通过高温(800℃)和高压(2.0MPa)条件下中试,其除尘效率超过99.9%,压降约为8.8kPa。金属过滤器运行温度和运行压力要低于陶瓷过滤器,一般压力为0.1~0.36MPa,温度为260~350℃。移动颗粒层过滤器目前仍处于实验室研究阶段。

由于生物质中硫含量要比煤少得多,因此B/IGCC系统高温脱硫要比以煤为原料的IGCC容易。高温脱硫主要采用吸收剂,如 Fe_2O_3 吸收转化。根据操作条件可分为固定床、流化床和移动床几种形式。碱金属主要采用高岭土作为吸收剂吸附转化而除去。

目前,生物质燃气高温净化技术仍然处于探索研究阶段,离实际应用仍有很大距离。

5.2.3 适用于生物质低热值燃气的燃气轮机技术

目前还没有专门针对生物质低热值燃气的燃气轮机。B/IGCC的燃气轮机一般都是由航空燃气轮机改造而来。图5.4-41所示为GE 2500燃气轮机结构图。



图 5.4-41 GE 2500 燃气轮机结构图

5.3 示范工程

5.3.1 瑞典 VARNAMO 生物质 IGCC 电厂

瑞典 VARNAMO 生物质 IGCC 电厂由 Sydkraft AB 公司投资,1993~1999 年运行,是世界上首家生物质气化联合循环发电厂,电厂规模为 6MW/9MW,整体效率为 32% (自用电除外)。

该系统流程示意图见图 5.4-42。生物质原料(主要是木屑和树皮)经过干燥粉碎后,在带有密闭阀门的上下料斗中加压后进料。电厂采用 Foster Wheeler 公司生产的增压 CFB 气化炉,操作温度为 950~1000℃,压力为 1.8MPa (18bar)。气化过程采用空气作为气化剂,从燃气轮机的压缩机抽调 10% 左右的空气,经二次压缩后在流化床底部布风板通入。产气经过旋风分离器分离后,进入烟气冷却器冷却至 350~400℃,然后通过高温管式过滤器净化,净化后的燃气组分和热值见表 5.4-22。净化燃气通过 TYPHOON 燃气轮机发电,产出 4.2MW 电力。燃气透平排气进入余热锅炉,连同燃气冷却器一起产生蒸汽(4MPa/455℃),蒸汽进入汽轮机发电,产生 1.8MW 电力,同时供热 9MW。

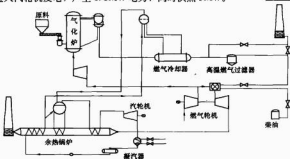


图 5.4-42 瑞典 VARNAMO 生物质 IGCC 电厂系统流程示意图

表 5.4-22 VARNAMO 电厂气化炉产气组分和热值

CO (%)	H ₂ (%)	CH ₄ (%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)	灰 (mg/m ³)	轻柴油 (mg/m ³)	热值 (标准状况下, MJ/m ³)
16~19	9.5~12	5.8~7.5	14.4~17.5	48~52	5000~6300	1500~2200	5.0~6.3

VARNAMO 电厂从 1993 年开始运行,系统整体运行时间达 3600h,验证了生物质增压气化和高温燃气净化系统的可行性,得到了一些宝贵的运行经验。在运行中出现的冷却器的灰渣和结垢问题,实验表明,对此使用 MgO 作床料和底灰再循环方式可以有效解决。系统采用陶瓷管式过滤器,在运行 1200h 左右后由于机械应力破坏,1998 年改用金属管式过滤器,正常运行达 2500h,可以有效地过滤灰渣和重焦油。通过对燃气轮机的燃烧室、燃烧器和空气压缩机进行改造,低热值燃气(标准状况下为 3.4~4.2MJ/m³)能稳定燃烧,燃气轮机能在 40%~100% 电厂负荷下稳定运行,但低负荷运行时 CO 排放量较大(超过 200ppm)。

5.3.2 意大利 TEF 生物质 IGCC 示范电厂

意大利 TEF (THERMIE ENERGY FARM) 生物质 IGCC 示范电厂投资 4100 万欧元(欧盟 THERMIE 出资 34%),于 2002 年 6 月在 Cascina 建成。电厂生物质消耗量为 8230kg/h,发电规模为 16MW,发电效率为 31.7% (自用电除外)。

该电厂系统流程图见图 5.4-43。电厂采用 Lurgi 制造的常压 CFB 气化炉和常湿湿法烟气净化系统。原料(短期轮作物和木屑)在微负压环境下利用余热锅炉乏气干燥,空气经压缩和预热后在气化炉底部布风板进入。产气通过空气预热器和燃气冷却器冷却,再通过二次旋风分离和布袋除尘,然后在水洗塔中彻底清除焦油和其他污染物(NH₃、HCN、HCl 等)。除尘器捕集的灰与灰渣一起排放,水洗塔排水经处理后排放。

净化燃气经过中间加水冷却的多级压缩压力达到 2MPa (20bar),压缩后燃气组分和热值见表 5.4-23。燃气与经过压缩比为 15.4 的多级空气压缩机压缩的空气在燃烧室内燃烧。燃气轮机采用 Nuovo Pignone 的 PGT10 机组,发电 11MW。燃气轮机排气经余热锅炉回收热量,连同燃气冷却器一起产生蒸汽(5.5MPa, 470℃),蒸汽进入汽轮机发电,产生 5MW 的电力。

表 5.4-23 TEF 示范电厂气化炉产气组分与热值

CO	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	N ₂	H ₂ O	热值 (标准状况下, MJ/m ³)
22	17	4	2	13	41	1	7.4

5.3.3 英国 ARBRE 生物质 IGCC 电厂

英国 ARBRE 生物质 IGCC 电厂于 1999 年建成,发电量 8MW,系统整体效率为 31%。电厂所用原料来自电厂周围种植的 2000 英亩(约 8.09×10⁶ m²)的柳树和白杨树,气化炉和催化裂解炉的灰渣,处理污水所得污泥作林种植的有机肥料。电厂采用两台 TPS 常压 CFB 炉,一台作为气化炉,操作温度为 850~900℃,另一台加入催化剂作为催化裂解炉。燃气通过冷却器换热后,经过布袋除尘和水洗至 25℃,除去焦油和其他污染物。净化后燃气压缩至 2MPa 后进入燃气轮机组(Alstom Power 公司 TYPHOON 燃气轮机)发电。整体系统与意大利 TEF 示范电厂大致相同。

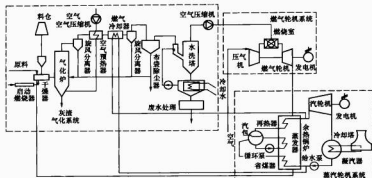


图 5.4-43 意大利 TEF 示范电厂系统流程图

5.3.4 美国 MCNEIL 生物质 IGCC 电厂

美国 MCNEIL 生物质 IGCC 电厂位于 Burlington Vermont, 1998 年由美国能源部 (DOE)、FERCO 公司、BATTTELLE COLUMBUS 实验室和 Burlington Electric Department 公司合作, 安装处理能力为 200t/d 的气化炉, 将气化炉产气通入现有锅炉共燃发电, 第二阶段预备安装燃气净化装置和燃气轮机装置, 改造成为 IGCC 系统。

系统流程与意大利 TEF 示范电厂大致相同, 下面主要介绍其气化和燃气净化系统。MCNEIL 示范电站采用 FERCO (Future Energy Resource Corporation) 公司的间接加热蒸汽气化双循环流化床和常温湿法燃气净化系统, 示意图见图 5.4-44。物料在气化炉中与蒸汽反应, 通过沙作为床料和热媒体。沙和焦通过气化炉的旋风分离器分离后进入燃烧室在足量空气下燃烧加热, 加热后的沙作为热媒体进入气化炉。气化炉产气经过燃气湿回收后在水洗塔内水净化, 燃烧室排放烟气在余热利用装置中加热蒸汽, 最后干燥原料。双床气化通过间接加热, 产气热值高, 处理量大, 为 14 600kg/(h·m²)。净化压缩后的燃气组分和热值见表 5.4-24。

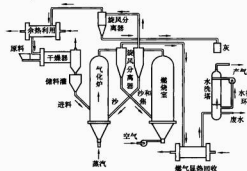


图 5.4-44 美国 MCNEIL 生物质 IGCC 电厂气化和烟气净化系统

表 5.4-24 美国 MCNEIL 示范电厂气化炉产气组分和热值

气体组分体积分数 (%)							热值 (标准状况下, MJ/m ³)
CO	H ₂	CH ₄	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆		
44.4	22	15.6	12.2	5.1	0.7		17.3

6 应用实例分析

6.1 小型生物质气化发电系统

小型生物质气化发电系统一般指采用固定气化设备, 发电规模在 500kW 以下的气化发电系统。小型生物质气化发电系统主要集中在发展中国家, 特别是非洲、印度、中国及东南亚国家。美国、欧洲等发达国家虽然小型生物质气化发电技术非常成熟, 但由于发达国家的能源供应系统完善, 而生物质能源相对较贵, 所以对劳动强度大、使用不方便的小型生物质气化发电技术应用得很少, 只有少数供研究用的实验装置。

中国有着良好的生物质气化发电基础, 早在 20 世纪 60 年代初就开展了这方面的工作, 研究了谷壳气化发电样机并做初步推广, 还曾出口到发展中国家, 一度取得了较大的进展。但由于当时经济环境的限制, 谷壳气化发电很难在经济上取得较好收益, 在很长一段时间内没有新的改进。近年来, 随着中国经济的发展, 利用谷壳气化发电的外部经济环境有了明显的变化: 首先是中国能源供应持续紧张, 电力价格居高不下, 气化发电可以取得显著的效益; 其次是粮食加工厂趋于大型化, 谷壳比较集中, 便于大规模处理, 气化发电的成本大大降低; 最后是环境问题, 丢弃或燃烧谷壳会产生环境污染, 处理谷壳已成为一种环保要求。目前, 160kW 和 200kW 的生物质气化发电设备在我国已得到小规模应用, 并显示出了一定的经济效益。

在原来谷壳气化发电技术的基础上, 近年来中国对生物质气化发电技术作了进一步的研究, 主要对发电容量大小和不同生物质原料进行了探索, 先后完成了 2.5~200kW 的各种机组的研制, 其主要特点见表 5.4-25。

表 5.4-25 中国小型生物质气化发电技术的主要特点

功率 (kW)	2.5	5.5	12	60	160	200
总效率 (%)	11.5	16	14	18	11.5	12.5
气化炉	层式下吸式		下吸式			
净化	水洗 过滤					
发电机	内燃机					
燃料	生物质	生物质和柴油			谷壳	

中国现在生产的小型谷壳气化发电设备主要有三种规格, 即 60、160 和 200kW。由于气化炉采用的是较简单的下吸式气化炉, 因此气化效率等各项指标都较差, 以最典型

的200kW机组为例,机组的技术及投资参数见表5.4-26。

表 5.4-26 200kW 谷壳气化发电机组的技术及投资参数

参 数	投资 (元)	
气化炉直径 (mm)	2000	气化炉 60 000
气体热值 (标准状况下, MJ/m ³)	4100	净化器 30 000
气化效率 (%)	47	发电设备 320 000
水洗塔直径 (mm)	500	原料系统 30 000
气体停留时间 (s)	6.0	管道 10 000
耗水量 (m ³ /h)	30~50	水处理 40 000
压缩比	9	基建 50 000
标称转速 (r/min)	750	管理费 10 000
热效率 (%)	26.6	总投资 550 000

6.2 中型生物质气化发电系统

中型生物质气化发电系统一般指采用流化床气化工艺,发电规模在500~3000kW的气化发电系统。中型气化发电系统在发达国家应用较早,所以技术较成熟,但由于设备造价很高,发电成本居高不下,因此在发达国家应用极少。目前在欧洲有少量的几个项目。我国近年开发出了循环流化床气化发电系统,工艺流程如图5.4-45所示,由于该系统具有较好的经济性,因此在我国推广很快,已经成为应用最多的中型生物质气化发电系统。

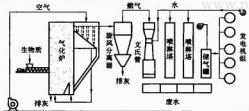


图 5.4-45 循环流化床气化发电系统工艺流程

6.2.1 中型气化发电系统的技术性能

以1000kW的生物质气化发电系统为例,在正常运行下,生物质循环流化床气化发电系统气化效率大约为75%,系统发电效率在15%~18%,单位电量的原料消耗量为1.5~1.8kg/kWh(谷壳),或1.25~1.35kg/kWh(木屑)。但由于气化工艺的影响,不同的温度下气化生成的燃气质量和气化效率有明显的变化,具体变化情况见表5.4-27和表5.4-28。

表 5.4-27 温度对木粉气化发电系统技术参数的影响

影响因素	620℃	750℃	820℃
产气率 (标准状况下, m ³ /kg)	1.5	1.9	2.4
气化效率 (%)	44	57.79	67.96
气体热值 (标准状况下, MJ/m ³)	7.06	5.83	4.3
碳的转化率 (%)	57.2	79.56	81.4

由于气化工况对运行效果影响很大,因此中型生物质气化发电系统的运行控制是生物质气化发电技术的一个关键。

表 5.4-28 谷壳在不同气化温度下的气体质量

温度 (℃)	730	730	750	760	760	790	820	820	830	830	830
气体成分 (%)	CO ₂	15.4	16.2	16.0	15.5	15.3	15.7	14.6	15.3	15.1	14.5
	CO	19.0	18.6	17.4	18.7	15.4	15.9	15.8	16.5	16.5	16.1
	CH ₄	6.8	7.3	7.99	7.3	8.78	6.8	5.01	6.71	7.54	8.42
	C ₂ H ₆	1.7	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.5	1.0
	H ₂	3.7	1.39	1.63	1.39	0.44	2.3	7.12	3.17	2.51	1.5
	N ₂	51.7	53.5	54.3	54.3	56.9	56.5	54.5	56.3	55.6	57.5
	O ₂	1.7	1.4	1.1	1.2	1.7	1.3	1.6	2.0	1.2	1.5
气体热值 (标准状况下, kJ/m ³)	6152	6113	6234	6235	6083	4669	5449	5667	5991	5772	5061

(1) 气化炉的运行控制。气化炉点火成功后,即进入运行状态,在循环流化床谷壳气化反应中,谷壳对反应温度非常敏感,当温度超过850℃时,谷壳灰便会发生熔融结渣现象,堵住炉内排渣口,影响气化炉的正常运行。因此,炉内温度的控制十分关键,正常情况下,气化炉的反应温度应稳定在700~800℃。当炉内温度显示低于600℃并继续下降,或高于800℃并继续上升时,需及时调节,具体方法是:当温度小于600℃时,适当减少进料量或稍微加大进风量,使温度回升至正常范围;当温度高于800℃时,加大进料量或减少进风量,使炉温下降至正常范围。从气化效率的角度看,气化炉温度的控制对气化效率有绝对的影响,不同气化形式及不同的原料对最佳的气化温度都有影响。

同其他生物质相比,谷壳的灰分含量高达12%以上,气化后残余的大量灰分必须及时排出炉外。在图5.4-46所示系统中采用螺旋干式排灰机构,排灰连续而均匀,谷壳进料量和排灰量形成一种相对稳定的平衡状态,保证气化炉顺利运行,当螺旋排灰出现不均匀现象或无灰排出时,应及时排除故障;否则,炉内灰分越积越多,气化炉反应层逐渐上移,最终将导致加料口堵塞而停机;此外,由于排灰不均匀,炉内灰分多时少,谷壳气化的稳定状态受到干扰,其结果是炉内温度不均匀,局部温度过高并出现结渣现象,气化炉无法正常运行。

(2) 净化装置的管理。由于净化装置中文氏管除尘器及喷淋洗气塔都采用水封结构,因此,气化炉点火启动前必须先启动水泵以确保水封结构有充足的水起密封作用,以防止燃气通过水封口外罩引起意外事故。此外,应定期清除文氏管喇叭口处的灰垢,一般每周清理一次较为合理。

(3) 发电量大小的调节。1000kW循环流化床谷壳气化发电系统可根据生产负荷的需要对发电量进行调节,调节范围为200~1000kW,其方法是控制谷壳进料量及相应的进风量,先缓慢加大进料量,同时加大进风量,使炉内温度稳定在700~800℃,加料量的多少可由加料螺旋电磁调速电动机的转速来确定。

由于气化炉的温度直接决定于空气量与加料量的比例,因此根据负荷以及调节炉温的需要,空气量有一定变化。例如,在700kW的负荷下,正常的加料量一般为900kg/h,为了保证气化温度在700~800℃,所需的空气量约为1000m³/h。如果空气量少了,木粉燃料氧化产生的热量不足以满足木粉中的碳不完全燃烧所需的热量;如果空气量多了,一方面会导致气体成分中的有效热值气体完全氧化;另一方面,可燃气体被空气带入的大量惰性气体N₂稀释,使气体热值下降。

6.2.2 中型气化发电系统的污染排放

相对于常规能源系统,中型生物质气化发电系统由于规模太小,其污染物排放难于集中处理,但从环保的角度又不能任意排放,所以确定中小型气化发电系统的污染物排放特性及其污染水平,使用经济有效的方法处理各种污染物,是控制并减少二次污染的前提。

(1) 气化过程中的焦油含量。木粉气化过程中所产生焦油往往会降低产气率和气体成分的热值,且给气体的输送、燃气机的正常运行造成困难,因而如何降低焦油含量是生物质气化技术中极为关注的问题。对于生物质流化床气化来说,提高生物质气化的运行温度,焦油含量会有大幅度的降低,其变化如图 5.4-46 所示。

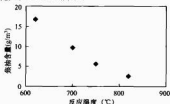


图 5.4-46 温度对木粉气化过程中焦油含量的影响

(2) 焦油裂解催化剂对气体成分和焦油的影响。目前,降低气化过程中所产生的焦油的方法除了提高运行温度外,还有添加催化剂。常见的催化剂有镍基、木炭和白云石催化剂。镍基催化剂活性高,但容易被气化过程中生成的焦炭覆盖其活性表面而很快失活,而且价格昂贵,不易工业化应用。目前较常用的为白云石焦油裂解催化剂,为了解它的运用对燃气成分及焦油含量的影响,在实际运行的气化炉上进行了下面的试验:在原料中按 1/10 的比例加入白云石催化剂,在 750℃ 和 900℃ 下气化,催化剂对生成气体中焦油含量的影响如图 5.4-47 所示,加催化剂的焦油含量比不加催化剂时明显减少。通过计算得到 750℃ 下焦油裂解率为 25.4%,900℃ 时升至 55.2%。添加白云石对气体成分的影响见图 5.4-48。在 750℃ 时有无白云石气体成分变化不大,而在 900℃ 下 H_2 含量有较为显著的增加, CH_4 、 C_2H_6 、 C_2H_2 含量降低,气相色谱图显示其他火焰离子化检测 (FID) 有机峰明显减少,表明热解程度的加深。可见温度、催化剂对降低气体成分中的焦油含量有一定的影响。

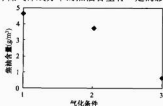


图 5.4-47 添加催化剂对气体成分中焦油含量的影响
 气化条件 1—750℃ 无催化剂; 2—750℃ 有催化剂;
 3—900℃ 有催化剂

(3) 热解气体中 NO_x 、 NH_3 和 SO_2 的含量。热解气体中 NO_x 含量一般很低,在 $(10 \sim 20) \times 10^{-6} m^3$,这主要是由于木粉等生物质燃料含氮量低,而且有一部分转化为氮。在气化炉正常运行条件下, NO_x 含量沿气化炉的分布如图 5.4-49 所示。由图可知,整个气化过程所产生的污染物中仅有少量的 NO_x 排放,相比于我国燃煤电站循环流化

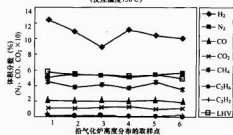
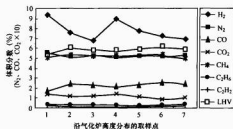
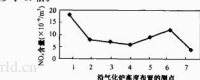


图 5.4-48 添加白云石对气体成分的影响

床锅炉排放烟气中的 NO_x 浓度 $(100 \sim 200) \times 10^{-6} m^3$,至少小 10 倍。

图 5.4-49 NO_2 含量沿气化炉高度的分布

由于气化过程在较低的温度下进行,因此空气中的 N 不能转化为 N 的化合物。热解过程中所形成的 N 的化合物主要来于燃料本身所含有的 N,而且因为气化炉内处于缺氧状态,燃料 N 主要以 NH_3 的形式释放出来。如图 5.4-50 所示,沙光料热解气中 NH_3 含量随着温度的升高和气化炉高度而增大,燃料 N 向 NH_3 的转化率也由 6% 升至 70%。 NH_3 极易溶于水,在燃气水洗除尘中可全部脱除。

由于木粉等生物质燃料中含硫量很低(约 0.1%),加

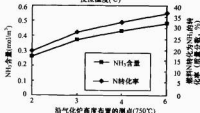
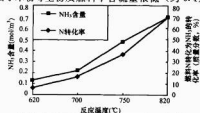


图 5.4-50 气化炉反应温度及床高对 NH_3 排放的影响

上热解气体经过系统工艺的水洗,因此最终热解气体中 SO_2 含量接近于零。因此,使用生物质能不仅可利用再生能源,而且也利于保护环境。

(4) 污水及其处理。由于气化燃气通过水洗进行净化,因此上述所分析的焦油、 NO_x 、 NH_3 、 SO_2 等成分几乎全部转移到生产过程中产生的污水中。污水的成分复杂(包含了近 100 种的有机成分),污染物的浓度又非常高,如何采用经济合理的工艺方法处理这些污水成为中小型气化发电系统应用过程的一个关键问题。

中型循环流化床谷壳气化发电系统中文氏管除尘及喷淋塔洗涤燃气所产生的污水每小时为 7~8t,污水中含有灰、焦油等成分,化学需氧量 COD 极高,其处理过程分以下四个步骤完成(见图 5.4-51)。污水经处理后可循环使用。

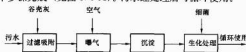


图 5.4-51 污水处理流程图

1) 过滤吸附。过滤吸附的材料采用谷壳灰,其吸附作用非常理想,吸附后的污水 COD 从 $3000\text{mg}/\text{m}^3$ 下降至 $1500\sim 2000\text{mg}/\text{m}^3$ 。

2) 曝气。曝气在污水处理中十分关键,经过充分曝气的污水含 COD 值从 $1500\sim 2000\text{mg}/\text{m}^3$ 下降至 $1000\sim 1500\text{mg}/\text{m}^3$,这时污水由黄褐色变为黑色,适合于微生物处理。

3) 沉淀。经曝气后的污水进入沉淀池,大部分灰渣等杂质沉淀于池底,同时,污水在这里得到进一步的氧化曝气。事实上,如果应用自然曝气法,沉淀池也是曝气池。但体积要求足够大。

4) 生化处理。生化处理是利用好氧细菌的分解作用,把 COD 值从 $1000\sim 1500\text{mg}/\text{m}^3$ 降至 $150\sim 200\text{mg}/\text{m}^3$ 以下,处理后的污水 COD 值可达到国家规定的排放标准。

6.3 大型生物质气化发电技术的应用

严格上说,大、中、小型生物质气化发电系统很难绝对地区分。即使是目前世界上最大的生物质气化发电系统,相对于常规能源系统而言仍是非常小规模,所以大型生物质气化发电系统只是相对的。考虑到生物质资源分散的特点,一般把大于 3000kW ,而且采用了联合循环发电方式的气化发电系统归入“大型”的行列。特别是 3000kW 以上的气化发电系统每天需生物质约 100t ,于发展中国家应用的客户很少。

目前,大型生物质气化发电系统的技术远未成熟,真正进入商业应用的例子还未见报道。主要的应用仍停留在示范和研究阶段。下面以瑞典的 VARNAMO 示范电站为例,分析国外大型生物质气化发电站的技术经济性。

瑞典的 VARNAMO 生物质示范电站是欧洲发达国家一个 B/IGCC 发电项目,它是由瑞典国家能源部、欧盟政府资助,瑞典南方电力公司(Sydkraft)、福斯特威勒公司(Foster Wheeler)等企业合作建设的一个示范项目,其主要目的是建设一个完善的生物质 IGCC 示范系统,研究生物质 IGCC 的各部分关键过程,所以该生物质发电站更适合于生物质气化发电的 R&D 活动,而不是完全的商业化运行。该项目采用了目前欧洲生物质气化发电技术研究的所有最新成果,它包括以下几个关键技术。

(1) 采用高压循环流化床气化技术。气化炉出力 18MW ,气化压力 1.8MPa ,气化温度为 $950\sim 1000^\circ\text{C}$,气化炉本体、旋风分离器和返料设备全部采用耐火材料,气化炉由 Foster Wheeler 公司制造。

(2) 采用高温过滤技术。气化炉生产的高温燃气通过换热器冷却到 $350\sim 400^\circ\text{C}$,之后进入高温过滤器由陶瓷过滤芯除去粉尘。陶瓷高温过滤器由 Schumacher GimbH 公司提供。

(3) 采用燃气轮机技术。高温燃气经过滤器后,只剩下焦油杂质,由于 350°C 以上焦油仍是气相,所以这些高温高压燃气可以直接送到燃气轮机发电。标准状况下燃气的热值为 $5\text{MJ}/\text{m}^3$,而燃气轮机的输出功为 4.2MW 。该燃气轮机由 ABB Alstom 公司提供。

(4) 余热蒸汽发电系统。由燃气轮机出来的高温尾气进入余热锅炉产生蒸汽,这些蒸汽与高温燃气冷却时产生的蒸汽一起过热到 $4\text{MPa}/455^\circ\text{C}$,进入蒸汽轮机发电,发电功率为 1.8MW 。VARNAMO 生物质气化发电系统的技术指标参数见表 5.4-29。

表 5.4-29 VARNAMO 生物质 IGCC 发电项目技术指标参数

指 标	参 数 值
发电/供热能力	发电 6MW , 供热 9MW
原料种类	木片(水分 15%)
气化炉出力(MW)	18
发电效率(%)	32
热效率(%)	83
气化压力/温度(MPa/ $^\circ\text{C}$)	1.8/950
气体热值(标准状况下, MJ/m^3)	5
蒸汽压力/温度(MPa/ $^\circ\text{C}$)	4/455
气体成分	CO 16%~19%、 H_2 9.5%~12%、 CH_4 5.8%~7.5、 CO_2 14.4%~17.5%
气体中重焦油含量(标准状况下, g/m^3)	50~9
气体中轻焦油含量(标准状况下, g/m^3)	1.5~3.7

由于 VARNAMO 生物质气化发电项目主要是以示范研究为目标,因此相对而言其投资和运行成本都非常高,目前难以做出准确的计算。有关方面对今后生物质 IGCC 项目的经济性进行了评估,假设技术成熟后,在 55MW 发电规模条件下,生物质 IGCC 系统的投资大约为 1500 美元/ kW ,但对于 15MW 左右的发电项目,投资将达到 2300 美元/ kW 。而生物质 IGCC 的发电成本与燃料价格、发电规模关系很大,通过理论分析测算,出力 70MW 的生物质 IGCC 发电系统的发电成本大约为 0.35 元/ kWh ,几乎与小型的燃煤发电站的发电成本相当。但由于 70MW 的发电规模需要的生物质质量非常大(约 $2000\text{t}/\text{d}$),而且投资也很高,因此有条件建设这种项目的国家企业很少,而小规模的经济性又将明显降低,所以该项目近期要进入商业应用是相当困难的。

有40、50、28、5座。自1985年以来,焚烧垃圾比例已从25%提高到70%以上,1t垃圾可产生约8MJ热能,所产生的热能已占区域供热总量的10%以上,焚烧后的灰渣用来铺路或制成建材。丹麦垃圾处理实现了行业立法,还成立了垃圾协会。

1919年,荷兰第一台垃圾焚烧炉在阿姆斯特丹市的垃圾焚烧热电厂投运。1969年该厂被当时较现代化的阿姆斯特丹 Noord 垃圾焚烧厂所代替。以后垃圾产量剧增,垃圾组分也发生变化,1983年环保法更加严格,不得不考虑在该市建一所全新的垃圾焚烧厂。1993年原垃圾焚烧厂关闭,同时新的垃圾焚烧厂投运。该厂有4台77t/h中压自然循环锅炉,配2台39.8MW抽汽式汽轮发电机组,处理垃圾75.5万t/a。目前,荷兰垃圾已分类收集,其热值达到8750kJ/kg,焚烧不需燃料助燃,政府补贴每吨垃圾70荷兰盾。

法国现有垃圾焚烧炉300多台,可以处理40%的城市生活垃圾。巴黎城区垃圾处理厂于1969年建成。据统计,垃圾中可再生利用13万t,作为燃料发电188万t,被填埋处理47万t,被堆放3.7万t,比例分别为5.2%、74.6%、18.7%、1.5%。该厂年销售电量1.5亿kWh,还供应部分热能,收入约2.86亿法郎。在巴黎焚烧或填埋1t垃圾需要443法郎。

美国20世纪80年代投资70亿美元,建设了90座垃圾焚烧厂,处理垃圾总量达3000万t/a,20世纪90年代又建设了402座垃圾焚烧厂。美国底特律市拥有世界上规模最大的4000t/d的垃圾焚烧发电厂。美国1990年垃圾焚烧率达18%,2000年达到40%,垃圾发电装机容量为2300MW。

德国垃圾焚烧率为25%,发电装机容量为1000MW;瑞典、瑞士垃圾焚烧发电率分别为55%、70%。韩国、新加坡等也有垃圾焚烧发电和供热系统。

1.2.2 我国垃圾发电现状

我国城市生活垃圾处理始于20世纪80年代。1990年前,全国垃圾处理率不足2%。近年来,我国城市垃圾处理水平不断提高,据不完全统计,到2010年,各地将建设垃圾电厂150~200座,部分地区垃圾发电情况介绍如下:

上海市浦东新区御桥生活垃圾焚烧发电厂共有3条垃圾焚烧处理线,3台8.5MW发电机组,处理垃圾1000t/d,年可上网售电1.1亿kWh,总投资6.7亿元,已经投入运行。该厂烟气净化执行欧洲环保标准,二噁英排放量仅为我国允许值的10%,年可替代标准煤约5.5万t,2000年初上海浦东处理垃圾1500t/d的江桥垃圾发电厂开始建设,总投资7亿元,装机容量为3×12MW。上海市还规划拟建11座垃圾焚烧发电厂。

广东省深圳市环卫综合处理厂是我国第一座垃圾电厂,于1985年引进2台日本三菱马丁焚烧炉,处理垃圾2×150t/d,装机0.5MW;之后又投资0.9亿建成市龙岗区中心城环卫综合处理厂,处理垃圾600t/d,装机12MW;投资4亿元,建成老虎坑垃圾发电厂,一期工程处理垃圾600t/d;深圳市南山垃圾发电厂处理生活垃圾800t/d,垃圾低位发热量5861kJ/kg,装2台余热锅炉,蒸发量为32t/h,装1台中温中压12MW汽轮发电机组,年发电量0.9亿kWh。深圳盐田垃圾发电厂处理垃圾450t/d,装机6MW。广州市李坑垃圾焚烧发电厂,处理生活垃圾1000t/d,针对二噁英问题,采用德国巴高克公司的“三T”控制技术,还通过尾气净化来处理微量的二噁英,使二噁英控制超过欧洲标准,已于2006年投运。珠海市垃圾发电厂一期工程,以

国产设备为主,已于2000年11月投运,处理垃圾600t/d,3台焚烧炉和余热锅炉配1台6MW蒸汽轮机发电机组,除炉排和控制硬件等从美国进口外,其他设备均为国产,该厂每处理1t垃圾的投资为34万元。2000年底,该厂平均处理垃圾约占全市垃圾总量的80%,平均发电5.84万kWh/d,垃圾焚烧后灰渣余量73.2t,减量率达84%。广东省已建和筹建中的垃圾焚烧发电厂有25座。

浙江省杭州余杭区乔司镇新建800t/d垃圾电厂,项目总投资2亿元,新建异重循环流化床垃圾焚烧炉3台,装机2×6MW,一期工程有流化床垃圾焚烧炉2台,2002年6月投运,二期另一台流化床锅炉,于2003年12月建成,年发电0.78亿kWh。宁波北仑区枫林垃圾电厂处理能力3×350t/d,投资4亿元,于2001年8月建成,引进德国NO-ELL顺推阶梯排式焚烧关键设备,无须辅助燃料,焚烧炉出口烟温为850℃。绍兴市新民热电公司利用原热电厂配套设施建设垃圾焚烧发电工程,选用2条循环流化床垃圾焚烧处理线,总处理垃圾量为800t/d,一期工程处理垃圾400t/d,于2001年8月投运,锅炉蒸发量为75t/h,装机15MW,热电联产,投产后二噁英排放达到国家标准。浙江截止至2003年底共建有8座垃圾电厂,处理垃圾4010t/d,装机195MW,年发电3.7亿kWh。

台湾省台北内湖、文山、北投也分别建有规模为3×300t/d、4×375t/d、4×450t/d的垃圾发电厂;澳门行政特区一、二期分别建有规模为2×288t/d、3×288t/d的垃圾发电厂。

目前,我国垃圾焚烧厂热效率见表5.5-1。

表 5.5-1 我国垃圾焚烧发电厂热效率

处理规模 (t/d)	余热锅炉汽轮机绝对热效率 (%)	发电机电效率 (%)	发电厂热效率 (%)
≤300	65~75	21~25.8	96
>300	70~78	28~30.6	97

在利用LFG发电方面,国内最早建成的杭州天子岭LFG发电厂,由加拿大提供成套设备,于1998年8月投产。根据垃圾填埋量及LFG产生量预测,投产后LFG产生量为30 000m³/d,装机2MW,最大产气量约124 000m³/d,装机5MW。一期为2台G3516LE型燃气机,每台发电0.97MW,终期6台G3516LE型燃气机,总容量为5.8MW。目前在广州、南京等地也都建成了类似的LFG发电设施,国内许多具备填埋气收集条件的垃圾卫生填埋场也在规划实施LFG发电工程。

我国还出台了一系列有关垃圾处理的技术标准。焚烧方面主要有:GB 16889—2008《生活垃圾填埋场污染控制标准》;GB 18485—2001《生活垃圾焚烧污染控制标准》;GB 18484—2001《危险废物焚烧污染控制标准》。卫生填埋方面主要有:CJJ 17—2004《生活垃圾卫生填埋技术规范》;GB 16889—2008。目前还缺乏完善的关于垃圾发电的设计、制造、安装、调试、运行、燃料等方面的标准和系统的技术规范。

2 垃圾焚烧发电设备

2.1 垃圾焚烧炉

2.1.1 炉排炉

(1) 特点。炉排炉又称为机械式层燃炉,主要有滚动炉

排、往复炉排、西格斯炉排、W型炉排等。炉排炉在国外使用较多,其原理是:将原生垃圾送入炉膛的炉排上,垃圾随炉排往后运动,从炉膛来的强烈火焰辐射、炉拱辐射、烟气辐射和对流换热,使垃圾干燥并在炉排前段着火,在炉排中、后段垃圾在助燃空气的作用下充分燃尽,垃圾中的有害物质在炉膛高温环境中得到有效分解,如图 5.5-3 所示,其特点是:垃圾适应性广,运行、操作方便,具有较高的可靠性和稳定性,能保证燃烧烟气温度和炉膛内的停留时间,可有效减少有害气体的排放,但易产生机械故障,燃烧效率较低。

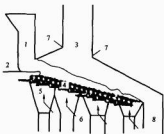


图 5.5-3 炉排炉示意图

1—进料斗；2—推料器；3—炉膛；4—固定式往复炉排及驱动机构；5—活动式往复炉排及托管；6—助燃空气（一次风）；7—助燃空气（二次风）；8—流道

(2) 系统流程与设计要点。垃圾由垃圾车载入厂内,经地磅称重后,被倒入储坑,由吊车操纵抓斗,将垃圾抓进料斗,垃圾由滑槽进入炉内,由进料器送到炉排上。垃圾随炉排机械运动而移动并翻动、搅拌,以加强混合,提高燃烧效率。垃圾先被炉膛的辐射热干燥、热解、气化,再被引燃,最后燃尽,底渣落入冷却设备,经输送带返回回收灰坑后送入灰堆储坑,再送往填埋场。燃烧所用空气分为一次风和二次风。一次风多用蒸汽预热,自炉床下穿过垃圾层进入炉内;二次风由炉体顶部送入,与热解气化产生的可燃气体充分混合、燃烧。炉温一般控制在 850°C 以上,以保证充分燃烧。垃圾热值较低时,需喷油助燃。高温烟气经余热锅炉各级受热面冷却,经净化后进入布袋除尘器除尘,然后经烟囱排入大气,飞灰则收集后固化处理。

2.1.2 循环流化床

(1) 特点。循环流化床焚烧炉的原理是:采用一定粒度范围的石英砂或炉渣为热载体,通过底部布风板送入一定压力的空气,将砂粒吹起、翻腾,垃圾入炉后即与炽热的热载体迅速混合,床内气—固强烈混合,温度均匀,垃圾受到充分加热、干燥,着火条件好,且利于燃尽。被吹出炉膛的高温固体颗粒通过分离器和返料器被送回炉膛,形成了炉内物料平衡。特点是:①燃料适应性广、燃烧效率高,按质量百分比计,燃料仅占床料的 $1\%\sim 3\%$,其余是灰、砂、脱硫剂等,不需辅助燃料,适应高水分、低热值的垃圾焚烧;②可有效抑制有害气体的产生,由于垃圾焚烧温度可较均匀地控制在 $850\sim 900^{\circ}\text{C}$,其 NO_x 生成量较少,由于二噁英是在燃烧不稳定、温度不均匀、燃烧温度低及金属催化条件下生成,因而循环流化床垃圾焚烧炉可有效抑制二噁英的生成;③可在炉内加石灰石脱硫, Ca/S 为 $1:2$ 时,脱硫效率可达 85% ,尾部喷水 and 石灰粉可有效脱除 HCl 、 HF 、 SO_2 等有害气体;④无炉排等转动部件、设备故障少、易维修、投资较低。

(2) 系统流程与设计要点。垃圾进入燃烧室与灼热的床

料充分混合焚烧。其中,大块 ($10\sim 15\text{mm}$ 粒状) 不可燃烧物由床底部的连续排渣装置排出,经冷却器后外排,未燃尽的细小颗粒则从燃烧室上部进入旋风分离器,大部分被分离器收集后返料器返回燃烧室继续燃烧,反复循环以达到燃尽目的。由于流化混合好,且温度均匀地保持在 $850\sim 900^{\circ}\text{C}$,使床内能保持稳定燃烧,垃圾及二噁英等有害成分能在炉内得到分解。循环流化床垃圾焚烧炉见图 5.5-4。

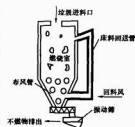


图 5.5-4 循环流化床垃圾焚烧炉结构图

2.1.3 回转窑

回转窑焚烧炉的原理是:具有一个倾斜放置的缓慢旋转的回转窑,其内壁用耐火砖砌筑,也可用管式水管壁,以保护滚筒。通过炉本体滚筒缓慢转动,利用内壁耐高温钢板将垃圾由滚筒下部带到筒体上部,然后靠垃圾自重落下。由于垃圾在滚筒内翻滚,可与空气充分接触,利于燃烧。垃圾由滚筒一端送入,热烟气和炉渣对其进行加热、干燥,在达到着火温度后燃烧,随着筒体滚动,垃圾一直到筒体尾部排出灰渣。回转窑焚烧炉能焚烧生活垃圾和其他固态、液态废弃物,焚烧温度为 $650\sim 980^{\circ}\text{C}$,垃圾经干燥、燃烧、燃尽阶段后排出窑外,在窑内停留时间达数小时。

回转窑的特点是:①回转窑焚烧炉投资低,厂用电率较少,但焚烧热值较低、含水量高的垃圾有一定难度;②结构简单,转动装置在窑外,易维修;③存在转动部位的密封和高温变形问题;④规模较小,采用喷嘴助燃,窑温较高,残渣以熔融状态形式排出,侵蚀炉衬。

2.1.4 回转炉床

(1) 特点。回转炉床焚烧炉原理是:混合垃圾由吊桥抓斗抓入料斗,经推料器送入回转窑内,窑头送入一次风,风温可按垃圾含湿量调节,控制在 $200\sim 350^{\circ}\text{C}$ 。一次风比例为 80% ,混合垃圾在回转窑内随窑体转动而翻动,经干燥、加热、热解、燃烧四个阶段,混合垃圾热解为未完全燃烧气体和含炭残渣。炉膛出口烟温控制在 $800\sim 850^{\circ}\text{C}$,未完全燃烧气体和含炭残渣在窑尾进入余热锅炉,含炭残渣落在余热锅炉的链条炉排上,与从炉排下供入的另一股一次风混合燃烧,残渣落入马斗出渣机排出,可燃性在余热锅炉炉膛内与二次风混合并充分燃烧。二次风供入量由余热锅炉炉膛出口烟气含氧量确定,炉膛出口含氧量为 $6\%\sim 8\%$ 。

回转炉床特点是:①该系统有 2 个燃烧室,结合了回转窑和炉排炉的优点,扩大了对垃圾处理的适应性;②采用回转窑气化和在余热锅炉内组织二次燃烧的综合工艺,并对废气、废水和废灰渣进行处理,可有效控制二次污染。

(2) 系统流程与设计要点。回转炉床具有规模较大的气化和二次燃烧系统,其工艺流程如图 5.5-5 所示。烟气经余热锅炉炉膛、冷却室后进入对流换热器(对流传热管束、高温过热器、低温过热器、对流蒸发管束),之后进入尾部烟道,为防止结焦和高温、低温腐蚀,根据垃圾热值的变化,通过调节一、二次风比例和炉膛吸热量来控制炉温,一般不超过 1100°C 。进入余热锅炉的烟气温度为 $550\sim 600^{\circ}\text{C}$,并通过控制烟气流速使过热器壁温低于 430°C 。

2.1.5 熔融炉

熔融焚烧炉是用高温熔融铁水作焚烧炉料,温度高达

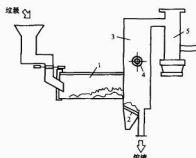


图 5.5-5 回转炉垃圾焚烧系统工艺流程

1—回转窑；2—燃尽炉排；3—燃尽室；4—助燃器；5—余热锅炉

1400℃，垃圾投入炉中迅速熔化或气化，有害气体迅速分解，浮渣由溢流渣口排出成粒状。目前，该炉还处于研发阶段，日本正从欧美引进气化熔融炉技术。几种不同焚烧技术的比较见表 5.5-2。

表 5.5-2 四种焚烧炉型性能的比较

比较项目	机械炉排式	模組式	回转窑式	流化床式
主要应用地区	欧洲、美国、日本	美国、日本	美国、丹麦	日本
处理能力	大型 200t/d 以上	中小型 200t/d 以下	大中型 200t/d 以上	中小型 250t/d 以下
设计、制造及操作维修	已成熟	已成熟	供应商有限	供应商有限
前处理设备	除大件垃圾外不分类破碎	无法处理大件垃圾	除大件垃圾外不需分类破碎	需分类破碎至 5cm 以下
垃圾处理性	佳	垃圾与空气混合效果较差	佳	佳
优点	适用大容量，公害易处理，燃烧可靠，运行管理容易，余热利用率高	适用小容量，构造简单，装置可移动、机动性大	垃圾搅拌及干燥性佳，可适用中大容量，可高强度安全燃烧，残灰颗粒小	适用中容量，燃烧温度较低，热传导性佳，公害低，燃烧效率较佳
缺点	造价高，操作及维修费高，应连续运转，操作运转技术高	燃烧不完全，燃烧效率低，使用年限短，平均建造成本较高	连接传动装置复杂，炉内的耐火材料易损坏	操作运转技术高，燃料的种类受到限制，需原加流动媒介，进料颗粒较小，单位处理量所需动力高，炉床材料冲刷损坏

2.2 焚烧炉及余热锅炉高温腐蚀

2.2.1 高温腐蚀过程

垃圾中含氯，当塑料和盐类分解后，可反应形成 HCl 气体，在烟气中其浓度为 400~800μg/g。在层燃式的焚烧

炉中，易处于还原性气氛，这时易生成 H_2S 、HCl 和 H_2S 是高温腐蚀性气体。由于垃圾中水、灰含量较高，特别是轻质灰和不易燃尽物质较多，故烟气中水蒸气含量高，且含有宜黏结的灰。我国第一个焚烧垃圾发电站——深圳市环卫综合处理厂，从日本引进 2 台马丁炉排型焚烧炉，蒸汽压力为 1.5MPa，蒸汽温度为 350℃，过热器投运 100 天就出现严重的高温腐蚀。能否有效地防止高温腐蚀，关系到垃圾焚烧发电厂的安全经济运行。

由碳钢或低合金钢制成的过热器管，壁面上覆盖有飞灰沉积层，其层理为：金属基体+氧化层+湿润性附着层+外附着层。投运前氧化层已形成，投运后积灰层形成并与氧化膜发生湿润性附着。X 光衍射分析结果^[13]表明，腐蚀过程中，氧化膜中 FeO 经中间物相——勃氏体 (Fe_2O_3 在 FeO 中的固溶体) 向尖晶石型氧化铁 (Fe_3O_4) 转变，而磁性氧化铁继而向赤色 $\alpha-Fe_2O_3$ 的转变过程中，还要经由中间物相 $\gamma-Fe_2O_3$ 过渡。氧化膜具有一定的抗腐蚀能力，但当各腐蚀性成分不断地传递到管壁面并逐渐积累时，氧化膜将被破坏。经纯气体腐蚀、熔盐腐蚀、固相附着物参与的金属腐蚀、腐蚀性气体参与的熔盐腐蚀等一系列连续的复杂反应， Fe_2O_3 、 Cr_2O_3 保护膜都可能脱离金属表面。影响高温腐蚀的因素主要有：

2.2.1.1 氯及其化合物的影响

(1) 氯气腐蚀。氯气是一种腐蚀性较强的气体，可与金属及保护膜 Cr_2O_3 反应，生成 $FeCl_3$ ，熔点为 282℃，易挥发。壁温在 380℃ 以下，湿氯气的腐蚀能力大于干氯气的腐蚀能力，且温度越低，湿氯气的腐蚀能力越强。垃圾焚烧炉烟气中含较多水分，氯气腐蚀容易发生。

(2) 氯化氢腐蚀。氯化氢对 Fe、FeO、 Fe_2O_3 、 Fe_3O_4 、 Cr_2O_3 均有腐蚀作用。

(3) 氯、硫化合物的共同作用。当氯化物与硫的氧化物共存时，在有 H_2O 、 O_2 存在的条件下，可加速腐蚀性物质（硫酸盐、HCl、 Cl_2 ）的生成，从而加重了高温腐蚀。

2.2.1.2 硫及其化合物的腐蚀

(1) 还原性气氛下 H_2S 腐蚀。在还原性气氛下，易生成 H_2S ，而不是 SO_2 。 H_2S 能与 C、CO 等一起侵蚀致密的 Fe_2O_3 保护膜，并能与表面析铁进行氧的获存。研究^[12]表明，当壁温为 500℃ 时，12Cr1MoV 钢的腐蚀速度与 H_2S 气体的容积百分数呈线性关系递增。

(2) 硫酸盐腐蚀。Na、K 类硫酸盐破坏保护膜以黏态积于管壁，并捕获烟气成分。K 类硫酸盐的腐蚀反应同 Na 类硫酸盐的腐蚀相接近，不同之处是： Na_2SO_4 熔点为 410℃，分解温度为 460℃； K_2SO_4 熔点为 310℃，分解温度为 400℃。

(3) 硫氧化物腐蚀。 SO_2 的高温腐蚀性除了上述与硫酸盐类的共同作用， SO_2 、 SO_3 还能产生电化学腐蚀。

(4) 氟化物腐蚀。当含氟量较高时， NaF 、 KF 、 FeF_3 等较多地存在于金属表面灰层，产生腐蚀。

(5) 还原性气氛的影响。在还原性气氛下，S 易生成 H_2S ，同时，C 的氧化也易较多地生成 CO 。 H_2S 的高温腐蚀反应已如上述。 CO 在 400~600℃ 下，与 Fe_2O_3 保护膜起还原反应。

2.2.2 高温腐蚀防护

(1) 提高钢材等级。提高钢材等级最常用的方法是采用抗高温腐蚀的合金钢，如碳钢，最大工作温度为 750K；含 Mo 钢最大工作温度为 855K；310 号钢最大工作温度为 975K。但提高钢材等级，将使造价提高。

(2) 优化炉型结构和工艺参数。通常过热器段烟温较高,而管内工质为蒸汽,换热性能较差,因此过热器金属壁温较高,最易发生高温腐蚀。故过热器不宜暴露于炉膛出口的高温烟气中,而宜放置于较低烟温区。另外,蒸汽温度不宜超过 400℃,炉膛出口烟气温度应控制在 800~850℃。

(3) 垃圾分选。将含氯、硫高的物质分出,不送入炉内焚烧,可有效减少腐蚀性气体的产生,降低腐蚀危害。但这不仅耗费大量人力物力,且含硫、氯高的物质,如塑料等,往往是热值较高的可燃物,减少可燃物的含量,将影响燃烧的稳定。

(4) 燃烧工况调整。可通过调整燃烧工况,避免还原性气氛的形成,大致措施有:①沿炉排分级配风;垃圾中含水分、灰分多,前、后期反应较弱,故在炉排前、后均送少量的空气,而在反应较强的中期宜送较多的空气,以实现分级配风;②采用二次风;垃圾中含挥发分较多,宜采用瘦高炉型,以保证有足够的反应空间,同时宜在垃圾层上部送入适量的二次风,以补充完全反应所需的氧气,并加强炉内扰动;③喷空气保护膜;在易腐蚀部位装设风管,管上布置很多微孔小孔,热风流过小孔布散在炉管与炉墙间隙中,仍维持一定静压,从而可渗入炉衬,防止腐蚀性气体靠近壁面,并形成氧化性气氛,能起到一定的抑制高温腐蚀的作用。

(5) 炉内加添加剂。焚烧炉中加 MgO、CaO 等添加剂,除了吸收腐蚀性气体、降低高温区腐蚀性气体的浓度外,还有利于形成高熔点复合物,其工艺是将 MgO、CaO 等粉末与轻质油、水混合后喷入炉内,这样在炉内较均匀,且不易积灰。

2.3 垃圾仓

垃圾仓是对垃圾进行输送、中转、存放的场所。原始垃圾堆积密度约为 0.5t/m³。在仓内堆积压实后,堆积密度将增大到 0.8~0.9t/m³。垃圾进仓后要经过翻仓、堆垛、发酵,约存放 3d 后入炉燃烧。沥水和发酵较适宜的时间为 5~7d,若存放时间过长,发酵产生的可燃气体将损失,且对厂区和周边环境造成污染。垃圾仓的理论容积 V_A 按式 (5.5-1) 所示原则设计,即

$$V_A = AtV \quad (5.5-1)$$

式中: A 为考虑到与垃圾吊机的性能和翻仓程度及有效量有关的系数,垃圾仓存在死角,可利用的有效容积小于其几何容积,通常 $A=1.2\sim1.5$; t 为根据经验得出的适合燃烧的存放天数,随地区、季节变化,通常 $t=5\sim7d$; V 为日焚烧垃圾容积量, t/d。

垃圾仓的布置要注意以下问题:①垃圾仓长度方向与焚烧炉对齐;②增加宽度以扩大垃圾仓,但要考虑到吊机宽度会随之增大,吊机及其土建造价也将提高;③垃圾仓越深,底部垃圾压实越紧,难以抓取,渗滤液也难排出,仓底垃圾厚度约为 2~3m;④垃圾仓是产生臭气的主要场地,要与其他建筑物密封隔绝,卸车平台也宜密闭;⑤为开阔视野,吊机操作室可布置在垃圾仓长轴中段;⑥仓壁的结构应便于维修。

2.4 垃圾起重机

2.4.1 垃圾起重机分类

垃圾起重机位于垃圾储坑上方,承担垃圾的投料、搬运、搅拌、取物、称量等工作,其常见的分类如下:

(1) 起重机按抓具种类可分为机械抓斗式和液压抓斗式。机械抓斗为四绳式结构,抓取力的大小取决于抓斗的自

重和被抓取物料的密度。由于垃圾容量较轻,与液压抓斗相比,四绳式抓斗的抓取容积小、抓取力小、抓满率较低。液压抓斗又分为夹式(两瓣抓斗,也称蚌式)和爪式(多瓣抓斗,也称梅花式、荷花式)。其中,爪式抓斗因具有抓取容积大、抓取力大、抓满率高、液压缸位于外侧便于维护等优点而得到较广泛的应用,其缺点是落到倾斜的料堆上时,容易旋转而使钢丝绳与电缆缠绕,且价格较高。

(2) 按控制方法可分为手动控制、半自动控制和全自动控制三种。手动控制,司机通过联动控制台操纵起重机完成移动、抓斗升降、抓取、投料等工作;半自动控制,起重机作业流程的部分动作由控制系统自动完成,常见的为手动抓取完成后,自动移向进料口;全自动控制则是当进料口需要供料的信号传来时,起重机自动运行,从泊车位置启动移向抓取点,下降抓斗、抓取垃圾,提升抓斗、移向进料口,称重计量、投料、返回泊车位置或重复动作。垃圾的搬运和搅拌也是自动完成。全自动垃圾搬运起重机还具有自动判断垃圾状态、自动检测、故障诊断及报警等功能。

(3) 按操作方式可分为固定式和移动式司机室两种。移动式司机室的安装位置分为起重机端部和跨中,由于进入司机室要经过储坑,且司机室内空气难以维持清洁,故该种现已较少采用;固定式司机室的位置一般在投料口的对面、侧面或垃圾池的侧面,或与中控室合并使用,因对面布置使司机观看投料口的视线最短且视野开阔,故应用较多;与中央控制室合并使用,可减少操作人员。

(4) 按桥架类型可分为全偏轨或半偏轨两种。起重机工作繁忙、满载率高,故其桥架多采用抗疲劳能力较强的全偏轨或半偏轨箱形主梁。

(5) 按起升机构可分为单卷筒和双卷筒两种。单卷筒配双绳双吊点液压抓斗,或将钢丝绳绕过抓斗上的两个滑轮固定到小车上架,形成四绳结构,从而降低了某些部件的规格而使成本降低,但抓斗上的动滑轮易造成钢丝绳脱槽而出现夹绳和拉断事故,抓斗也易倾翻;双卷筒配四绳四吊点液压抓斗,成本较高,但有较好的防摆作用,定位准确。

(6) 按供电装置可分为角钢式、滑触线式、电缆式、拖链式四种。前两种为接触式供电,后两种为电缆式供电。由于垃圾起重机的工作环境恶劣,灰尘多,容易造成接触不良,引起火灾或停电,故垃圾焚烧厂多采用电缆式供电,拖链式供电是改进的电缆式供电。半自动或全自动控制的起重机因动力、控制、信号等线路较多,多采用电缆式供电。液压抓斗的供电采用电缆卷筒,也可利用钢丝绳卷筒的部分长度缠绕电缆,与钢丝绳同步升降。

(7) 按称量装置可分为电流式、感应式两种。电流式称量是指直接读取电动机的电流值,自动换算成抓取的垃圾质量;为了消除电压波动引起的误差,改进的方法是读取电压和电流两个参数值来计量,但误差仍较大;感应式称量是指通过重量传感器直接测定载荷。

2.4.2 垃圾起重机的基本参数

垃圾起重机的基本参数有日投料量(名义生产率)、起重重量、抓斗容积、工作级别、起升高度及跨度等。根据垃圾焚烧厂的规模,单机名义生产率为 150~1500t/d,起重重量为 3~12.5t、抓斗容积 1.6~10m³、按 1/3~1/2 的时间用于生产率计算。具体如下:

名义生产率 (t/d): 150、300、450、600、800、1000、1200、1500。

起重重量 (t): 3、5、6.3、8、10、12.5。

抓斗容积 (m³): 1.6、2.5、3.2 (3)、4、5、6

(6.3)、8、10。

工作级别：A6、A7。

起重机的实际生产率应计算投料、倒垛和搅拌的垃圾量。根据垃圾预处理效果和焚烧工艺的不同，实际生产率为名义生产率的2~3倍。每个储坑一般配2台垃圾搬运起重机，1台运行，1台备用。1台备用。处理垃圾量达到800t/d的大型焚烧厂，需配备3台起重机，2台运行，1台备用。起重机的使用条件如下：①电源为三相交流，频率50Hz，电压380V；电动机和电器允许电压波动的上限为额定电压的+10%，下限（尖峰电流时）为额定电压的-15%；②安装地点的海拔不超过2000m；③环境温度为一5~+40℃。

2.4.3 垃圾起重机的选用原则

垃圾搬运起重机的选用主要满足生产率，即单位时间内投入投料口的垃圾量的需要，同时满足垃圾储坑内必要的垃圾倒垛和搅拌的需要。生产率则取决于垃圾处理厂的规模、焚烧炉数量、垃圾池构造、垃圾吊控制方式、垃圾预处理方式及成分（视相对密度）等。

垃圾起重机选用时应考虑到：

(1) 垃圾特性。垃圾经堆放和抓斗挤压，易黏结。垃圾未经过分选和破碎，含有尺寸较大或较长的垃圾，抓斗闭合后起升时，易产生拖曳，造成瞬间超载。垃圾未分类收集，成分复杂，厨余、灰土、水分含量高，可燃成分少、热值低，所需发酵时间长，因而加大了垃圾仓的容量，增加了垃圾搬运起重机的循环时间。同时，长时间发酵的垃圾变实，使抓斗的抓满率降低，也会增大搬运起重机倒垛和搅拌的工作量。

(2) 技术参数设定。按生产规模、垃圾池大小、卸料门数量等计算起重机的生产率 D (t/d)、抓斗升降距离、抓斗左右及前后运行距离，从而确定起升高度、跨度、大车运行距离等。再参考控制室位置、控制方式自动化程度等因素，假设起升速度和运行速度。跨度大、运行距离长或自动化程度高的起重机可选用较高的速度。但必须考虑到，过大提高速度会加大电动机功率，加剧抓斗摆动，延长停车对位时间，甚至撞击池壁，损坏抓斗。

(3) 工作循环周期计算。起重机的一次投料、一次倒垛或一次搅拌都可称为一个工作循环，其区别在于倒垛和搅拌时不计量。投料的工作循环周期 T 为抓斗从泊车位置移到抓取位置、下降、抓取垃圾、提升、大车横移、小车前行至投料口、计量、打开抓斗投料、返回抓取位置所需的时间。实际计算中按垃圾池的大小、深度、投料口的数量等，并考虑司机等候时间以及各种动作转换的间隙，计算出当量工作循环周期 T 。自动控制时，起重机具备边抓边提、自动优化运行路线、多过程同时动作等功能，可缩短循环周期。

(4) 作业率确定。起重机的工作内容除了向进料口投料外，还要有足够的时间进行坑内垃圾的倒垛和搅拌，以避免卸料门拥堵，并调节坑内垃圾的数量、成分及发酵时间。作业率 Q 是投料时间所占的百分比，一般为30%~50%。当焚烧厂具备垃圾分选预处理系统或起重机采用自动控制时，作业率的取值较大，一般为30%~40%。

(5) 抓斗计算。根据起重机的生产率 D 、当量工作循环周期 T 、作业率 Q 可计算每个工作循环搬运的垃圾量 G ，再根据垃圾视相对密度可确定抓斗容积。池内垃圾视相对密度一般为0.1~0.5t/m³，经堆放和挤压后，斗内垃圾视相对密度可达0.2~0.5t/m³。在计算生产率时，我国生活垃圾视相对密度取值为0.6~0.8t/m³，计算起重机容积时，可取1.0t/m³。

(6) 技术参数确定。垃圾吊的实际起重量应根据生产率计算出的起重量增加10%的裕量，以避免发生超载报警现象；垃圾发电厂24h连续工作，起重机的投料、倒垛、搅拌等工艺流程繁忙，满载率高，工作级别基本为A6或A7。

2.5 垃圾焚烧发电厂汽轮机及其系统

2.5.1 垃圾焚烧发电厂汽轮机选型

垃圾发电厂适合选用额定功率在6~12MW、低压段抗水蚀能力强、变工况能力强的中压或次高压凝汽式汽轮机。因受焚烧炉余热锅炉技术（特别是高温受热面腐蚀）和工程造价制约，目前建成或正在筹建的垃圾发电厂主蒸汽压力一般为4.0MPa（属于中压或次高压），温度为400℃（属于中温），较大型的垃圾焚烧锅炉单台产汽量为30~45t/h。

现有的标准系列汽轮机中，难以直接选择完全适用于垃圾发电厂的汽轮机，须进行改造设计。中压汽轮机与次高压汽轮机无质的区别，蒸汽压力的变化对汽轮机的影响仅限于主汽阀、前汽缸、主蒸汽管道等少数承压件，而现有中压、次高压汽轮机，其主要承压件都能承受4.0MPa的压力。进汽温度400℃是影响汽轮机安全稳定运行的重要因素，若汽温降低，则会导致低压段湿蒸汽区扩大，运行在湿蒸汽区的叶片级数增多；另外，由于生活垃圾热值变化较大，使锅炉产汽量波动也较大，因此要求汽轮机具有较好的变工况运行性能。

2.5.2 汽轮机系统配置与运行工况

以上海浦东新区垃圾发电厂为例，该厂采用3台垃圾焚烧炉，每台炉额定产汽量为29.32t/h，过热蒸汽参数为4.0MPa/400℃，配2台8.709MW的汽轮发电机组，每台机组额定进汽量为43.98t/h，进汽参数为3.85MPa/390℃；机炉配置为母管制。

汽轮机有两级抽汽。第一级抽汽引至第一级次空气预热器，抽汽压力为1.394MPa，蒸汽侧换热后产生的凝结水温度为110℃，回收后被送至除氧器，进每台除氧器的水量为4.275t/h；第二级抽汽引至除氧器作为给水热力除氧之用，抽汽压力为0.489MPa。锅炉汽包蒸汽加热第二级次空气预热器后的凝结水温度为102℃，进每台除氧器的水量为2.1t/h。抽汽压力随机组负荷的变化而呈线性变化。当机组低负荷运行时，二级抽汽压力可能不足以供给空气加热器和除氧器。为此，还设置了一条空气加热器旁路和一条除氧器旁路。

冷凝水分为冷却闭式循环水冷却。回热系统无一般火电机组的高、低压加热器，凝结水由凝结水泵送入轴封加热器，然后再送入除氧器。低压给水经给水泵升压后送入锅炉，给水参数为5.2MPa/130℃，流量为93.03t/h。3炉2机配置2台除氧器，另外还有3路进水管将补给水送入除氧器，补给水温为20℃，每台除氧器的补水水量为0.435t/h。

当2台汽轮机都停机时，2台焚烧炉均在10min内可从满负荷降至零负荷。同时，除氧器旁路蒸汽转换阀开启，小部分新蒸汽经该旁路供给除氧器，以维持短时间内的汽水循环。绝大部分蒸汽都进入一台凝汽器，故二级减温减压器的通流量按该工设计，设计参数为0.6MPa/160℃，流量为70t/h。

2.5.3 汽轮机及其系统设计要点

(1) 汽轮机整机选型方案。上述汽轮机额定进汽参数对应的蒸汽比体积为0.07587m³/kg，进汽容积流量为3.34km³/h。该选型参数与我国标准系列机型6MW和12MW均有差异，故该机组为非标准机组，可按如下方案

设计：机组 N8.5-3.85/390 的本体结构形式采用 N12-3.43/435 的结构，但对通流部分结构和尺寸作优化调整，采用 1 个双列调压级和 11 个压力级，前 8 级通流尺寸全面优化设计，后低压部分通流尺寸和结构，尤其是末 4 级变截面动、静叶片，全部借用了原 N12-3.43/435 机组的末 4 级动、静叶片。该方案既利用了原有成熟机组的典型结构，保证了新机组的运行安全和稳定，又保证了新机组的热经济性能达到特殊电厂实际运行的要求。最大排汽工况下，2 机组排汽容积流量相差为 1.55%，且新机组最大容积流量小于原机组最大排汽流量，新机组在最大排汽流量工况下可安全稳定运行。两种机组排汽参数的对比见表 5-5-3。

表 5-5-3 两种机组排汽参数的对比

项 目	N8.5-3.85/392	N12-3.43/435
排汽压力 (kPa)	4.1	6.9
排汽温度 (°C)	29.7	39.1
排汽流量 (t/h)	33.27	44.005
排汽容积流量 (km³/h)	938.513	979.991
排汽压力 (kPa)	10.9	7.7
排汽温度 (°C)	47.4	41.1
排汽流量 (t/h)	48.82	53.09
排汽容积流量 (km³/h)	1087.163	1104.272

(2) 凝汽器选型。由于垃圾焚烧发电机组的特殊性，凝汽器在机组系统中不但要在汽轮机运行时建立并维持真空，且要在停机或停炉等特殊工况下，允许大量经过两级减压减温的蒸汽进入凝汽器，通过预设过负荷阀的方式，保证一台汽轮机能够同时接纳两台焚烧炉所产生的全部蒸汽，使汽器通过特殊设计来增加换热能力，能够适应该工况。但此时背压有所提高，循环水温度为 33°C 的情况下，背压值为 10.7 kPa，此时低压缸排汽温度为 47.1°C，因而对汽轮机低压缸不会造成不利的影响。在汽机事故停机的瞬间，母管压力迅速上升，2 套汽机旁路蒸汽转换阀全开，绝大部分新蒸汽经由旁路送入发生事故停机的汽轮机的凝汽器内，此时凝汽器的负荷约为额定工况的 2.5 倍，进入凝汽器的蒸汽参数为 16.7 kPa/58°C。选用换热面积为 1200 m² 的凝汽器能承受该热负荷，设计循环水量为 2600 t/h，水流速为 1.5 m/s，如果需要增加换热能力，可增大循环水量，当循环水量为 3200 t/h 时，水流速为 1.85 m/s。

(3) 汽轮机快速冷却装置。垃圾焚烧发电厂锅炉通常不允许停炉时间太长，汽机故障时应尽快停机、检修、恢复。故要设置汽轮机快速冷却装置，利用压缩空气对汽轮机进行快冷，可使汽缸金属温度快速降低至 150°C 以下的检修温度。但须注意：应保证第一级后的气体温度低于该处金属温度 30~50°C，并始终保持有 50°C 的过热度，以避免蒸汽带水，防止在通流部分发生水塞现象，造成轴向推力增大，推力轴承烧损，以及轴向位移增大，发生动静摩擦。平均降温速度控制在 1.2~1.5°C/min，以保证热应力在允许范围内。严格监视汽轮机上下汽缸温差，温差不高于 50°C，避免汽缸因上下缸温差过大而产生热变形和热翘曲，影响密封，也防治大轴弯曲。严格监视汽轮机胀差在安全范围内，以防动静摩擦。以上问题在汽轮机启停时也必须注意。

2.6 垃圾焚烧发电厂调速技术

2.6.1 液力耦合器

(1) 液力耦合器的特点。垃圾发电厂的主要辅机风机、

水泵等采用调速运行是节能的有效途径。常用的变速调节有变频调速和液力耦合器调速。液力调速虽然在主动轴线上占有一定空间且需建基础，但其价格低、寿命长，特别是在高电压 (3、6、10 kV) 下，其价格比同功率变频调速低得多，且具有使电动机空载启动软启动、无级调速、便于调速控制和可与计算机联网自动控制等优点，是当前风机、水泵应用较多的一种调速方式。

(2) 液力耦合器的应用。广州李坑垃圾发电厂采用了液力调速技术。常用的 YOTac 调速型液力耦合器置于电动机与工机之间，输入端与电动机连接，输出端带动风机或水泵，其主要构件为带叶片的泵轮、涡轮，构成由工作液体传递动力的工作腔。工作腔充液度高低则输出转速高、功率大，反之亦然。导管由电动机执行器联动控制，它与工作腔连通的导管腔里伸缩、导油、改变工作腔的充液度，从而改变输出转速。电动机执行器的操作有手动操作、远程电控和计算机联网的自动控制，因而调速灵活、可靠。因液力耦合器工作构件不直接接触，靠工作液体软连接，无磨损，故工作可靠、寿命长。液力耦合器选型的主要参数是风机、水泵的转速和功率：在相应转速下，额定功率值落在传递功率范围内即可。

2.6.2 变频调速

(1) 变频调速的技术特点。变频调速结构简单、外观整洁、调速精确，是目前世界上技术先进、使用成熟、性能可靠的交流电动机调速方式，它实现了电动机转速连续变频调速。同以往电动机调速方式和机械调速方式相比，变频调速应用在垃圾焚烧发电厂中具有以下特点：调速范围高达 1~100，对垃圾焚烧炉和锅炉风机、水泵来说，其全部转速范围内均可调速；实现了电动机软启动，减少了启动冲击及机械磨损；体积小，安装方便，只需在电源断路器与电动机之间串联变频器即可，无须对负载和电动机做任何改动，垃圾焚烧发电厂的风机、水泵的数量较多，故现场布置和设备安装更加方便；调速精度高，操作简单，对压力、温度、流量等的闭环控制易实现，电动机速度随焚烧炉和锅炉燃烧状况的变化实时调整；通过数据总线或 RS485 接口可方便地与仪表或 DCS 系统连接，实现自动控制；随着通用变频器应用的普及，其性价比也越来越高。

新建垃圾焚烧发电厂一般都有完善的自动控制系统，中心控制室根据实际情况，将采集的焚烧炉和锅炉的各参数进行实时分析处理，即时传送给变频器，通过变频调速调整各组风机和水泵速度，保证系的燃烧状况处于最佳状态。同时，降低了风机、水泵能耗。

(2) 变频装置的应用。以广东省南海市垃圾处理厂为例，介绍变频装置的应用。该厂处理垃圾 400 t/d，采用 2 台美国 BASIC 公司新型抛炉排焚烧炉，2 台美国 DELTA 公司的余热锅炉，配置 1 台 12 MW 汽轮发电机组。垃圾仓送料电机、各段炉排 2 次风机于干燥排风机、再循环风机、各段再燃烟道风机、炉膛各燃烧器风机、引风机、给水泵等负载全部采用变频调速控制，变频器总数达 51 台，全部变频装置通过可编程控制器构成自动控制系统。

变频调速控制系统选用具有标准 RS485 接口的通用型变频器，具有短路、过电流、过电压、过载、过热、缺相等保护功能，该系统有本地/远控两种操作方式：变频器的启、停和所有运行参数都可通过 RS485 串行通信方式在中心控制室修改。同时，所有运行状态和故障报警信号也全部上传到中心控制室；燃烧状态变化可实时反应到控制系统。机组能保证满负荷的 65% 左右，变频器运行良好，保证了焚烧

炉处于较好的燃烧状态。大部分变频器运行频率为 30~40Hz, 初步预计全部风机、水泵平均节约 30%, 厂用电下降约 6.5%。

3 自动控制系统

3.1 DCS 中央控制系统

3.1.1 DCS 概述

垃圾焚烧厂现多采用集散控制系统 DCS (Digital Control System) 中央控制系统, 具有丰富的系统软件, 合理的网络结构, 并有硬件的冗余配置, 能实现对大量开关量的程序控制、安全联锁, 以及对复杂生产过程的直接数字控制, 具有较高的可靠性、组态方便、有自诊断和自跟踪等功能。通过 DCS 控制以实现垃圾完全燃烧, 即炉渣热灼减率小于 5%, 烟气排放达到环境保护要求。锅炉非正常停运时, 维持给水循环, 保证系统安全。DCS 系统的运作如图 5.5-6 所示。

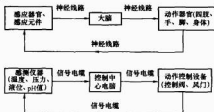


图 5.5-6 DCS 系统的运作

3.1.2 DCS 探测仪器与变送器

垃圾焚烧发电厂现场探测仪器和变送器主要有:

(1) 温度传感器和转换变送器。热电偶温度计是常应用于垃圾焚烧厂炉体内温度所采用的温度感测装置, 其原理为当两种不同材质的金属相互连接时, 在不需任何外加电能的情况下, 两金属之间便可测出特定的微小热电势 (mV), 温度越高热电势值越大, 而热电势的变化量与温度的变化量两者呈相互对应的固定比例关系。热电偶所产生的热电势变化量 ΔmV 值, 仅为对应感测点温度所探测出来的最初原始信号, 强度只有 0.00~52.40 千分之一伏特 (mV), 必须设法放大信号, 且以电压的形式来表现厂内各量测点的实际物理量大小, 并非全厂仪控系统标准规格形式。因此, 这样的信号资料要传到中央控制室之前必须经过转换变送器转换。

(2) 温度开关。利用两种不同材质金属相宜的热膨胀特性所产生的受热弯曲变形而触动接点开关, 产生 on/off 信号。

(3) 压力传感器——电阻式压力传感器+变送器。利用压力动作转化为电阻变化值, 再经过变送器转换成 4~20mA 的电流信号。

3.1.3 现场信号类型及其处理程序

由仪表本体或经过变送器转换后传至控制中心的输出信号的基本类型有两种: ① on/off 输出信号, 即控制电路的开 (on) 或关 (off) 的单纯状态显示; on/off 电压种类 (AC 或 DC), 电压大小 (24、110、220V 等) 则以现场配备设备为主, 信号传至控制中心后能正常区别显示其开 (on) 或关 (off) 状态; ② 4~20mA 输出信号属于连续模拟信号, 即仪控元件最后输出端, 随时都存在某个特定的输出值, 也间接代表测量点的具备模拟特性的物理量。另外, 因从现场

所测得的状态值是原始值, 故须通过转换器转换信号形式。此类 4~20mA 输出信号又称为 Analog 信号、模拟信号或类比信号。

上述两种信号, 通过信号传输电缆线传至电子设备室 (EER), 在信号线进入 EER 后, 首先要解决的是信号在进入计算机运作前仍存在的部分的信号品质问题和电缆的排序问题。

(1) 信号品质问题。有些现场仪控信号由于制程特性或环境等因素, 传至电子设备室 (EER) 后的信号本身即带有噪声, 信号品质不佳或不甚稳定, 需通过 EER 内的特殊调节设备作进一步处理后。另由现场传来的 on/off 信号, 其电压种类与大小各不相同, 与计算机所需信号规格相异, 所以在进入计算机运作之前, 所有 on/off 信号的电压种类与规格必须统一。解决方式: 以各式各样的继电器动作做磁线圈, 保留 on/off 信号但改变其动作电压, 转换为计算机可接收的直流形式以及各区段输入时的规格电压值, 并在必要时转换 on/off 的逻辑状态。

(2) 信号电缆的排顺问题。由厂房各处汇集而来的信号线路数量庞大, 电缆种类与形式繁多, 初步布线进入 EER 内的整捆大量电缆线大都以厂房内不同区域的隔方式汇集而来, 与初步进入计算机时, 计算机数据库所需要的信号输入区隔方式不同。解决方式: 于 EER 内将全厂汇集来的所有信号线按计算机所需的输入资料编排方式分类, 重新整理并依照一定的系统次序和编号分段分类引入接线点内, 最后编排成计算机所需的信号输入排列。

3.1.4 输入/输出适配卡

所有输入/输出计算机的信号都需要标上计算机的地址识别编码, 且经过完整的数字化处理后, 才会在计算机内具有实质意义。但由现场仪控电缆线所传来的信号仅为单纯的 on/off 或 4~20mA 电流, 故要将信号线连接到指定的输入/输出适配卡 (I/O Card) 上。信号线在 EER 内经多道编排整理后, 引连接线进入有编号的接点上, 在 I/O Card 内的硬件电路内系统上已事先设定了基本资料, 信号经 I/O Card 内部电路的处理后, 不仅进行了计算机地址识别编码的工作, 且完成了数字化资料转换过程。

3.2 集散控制系统

计算机集散控制系统可实现: ① 现场有效数据和测量值的采集; ② 连续动态模拟流程图显示运行状态、报警和模拟量参数等; ③ 数据存储、复原和事故回放; ④ 报表编辑、历史和实时曲线记录; ⑤ 报警编辑和实时信息编辑; ⑥ 程序框图显示; ⑦ 组点和点的控制和设定值控制; ⑧ 自动执行所有程序、管理功能和维护行为; ⑨ 重大故障时进行系统调整和变更; ⑩ 提供开放性的数据链接口。

垃圾焚烧发电厂的集散控制系统主要包括: 垃圾焚烧锅炉启、停前必要的准备, 根据升温、降温曲线, 自动控制垃圾焚烧锅炉的启、停, 并用外接显示器显示; 焚烧工艺系统控制包括: 垃圾燃烧控制、锅炉汽包水位控制; 汽轮发电机组启、停控制包括: 指令操作汽轮发电机组启动或停止; 发电机负荷选择, 发电机的输出根据产气量自动选择; 烟气净化设备运行包括: 自动控制烟气污染物, 在线监测烟气有害气体排放; 自动同步启动包括: 指令操作自动同步投入; 自动功率控制包括: 电功率控制在一定范围内; 废水处理设备的运行则包括: 根据 pH 值和流量决定投药量。

3.3 备用系统

为避免 DCS 计算机故障, 造成全厂各控制系统完全停

运所造成的严重损害,在 DCS 计算机主体之外,又另外增设一套完全独立的控制系统,该系统在平时与 DCS 平行运行,且能在紧急状况时取代 DCS 计算机的控制装置,因此称为 DCS 的备用系统。备用系统因无任何数字化处理,故能确保 DCS 失效时,操作人员还能在中控室里进行全厂各重要控制点的基本操作,不至于全厂失控。现场仪控设备、调度盘、备用系统、DCS 系统,四者之间彼此的连接关系如图 5.5-7 所示。

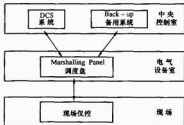


图 5.5-7 正常连接关系示意图

备用系统的运作可以不经 DCS 计算机的数字化过程,而仍然可以有效执行部分现场感测信号的读取和现场控制指令的输出,因为备用系统的输入与输出信号,仍维持在较为原始的 on/off 或 Analog 模拟信号状态,可接引至现场感应器或作为控制元件直接与之联机,即仪控信号直接切入感应线路的最上游端和控制线路的最下游端,而省略掉中间的各级 I/O Card、分散处理系统、工作站等数字转换、逻辑运算、数值运算、信号处理等复杂的变换过程。因此,备用系统的显示和控制与 DCS 相比就必然较为简单而可靠。

备用系统虽然有以上优点,但其系统的元件设计仍维持在旧式的传统形式,与现代电子控制元件相比所占空间大,且同时设置使单位成本增多。

3.4 先进控制技术

3.4.1 分层模糊控制

焚烧工况不稳定,就会出现燃尽率低、二次污染物多、锅炉受热面腐蚀、结渣结块堵炉、甚至熄火停炉等事故。我国垃圾成分变化大、水分含量高、热值低,加上垃圾焚烧过程中的非线性、时变性、大滞后性和不确定性,常规 PID 控制器很难获得满意的控制效果。与传统控制理论相比,模糊控制有明显的优点:①可以有效便捷地实现人的控制策略和经验;②被控对象的动态特性已隐含在模糊控制器输入、输出模糊集及模糊规则中,不需要被控对象的精确数学模型即可实现较好的控制。

将炉膛温度波动控制在较小范围内,是垃圾稳定、完全燃烧的重要条件,故是模糊控制系统中不可缺少的输入变量。GAH(空气预热器)出口风压在通常情况下是衡量料层厚薄状况的重要参数。风压较高,说明炉内尚有大量垃圾未充分燃烧;风压较低,说明炉内垃圾已经基本燃尽。故通过 GAH 风压可对料层厚度进行监测,从而对垃圾燃尽情况进行初步判断,以此来确定加料时间间隔和一次风量。烟气中 CO 含量较高,说明一次风量 3 不足,应加大供给,同时应减缓给料密度,故烟气测量传感器 CO 含量也可作为一个有效的控制输入参数。这样就可确定模糊变量。系统可以以炉温(BE)、炉温误差变化率(CE)、GAH 风压(GP)、烟气传感器 CO 含量(YQ)为控制输入量,以对炉温和 GAH 风压影响显著的加料时间间隔(JSJG)、一次风 2 挡

板开度(YD2)、一次风 3 挡板开度(YD3)为控制输出量进行三维控制,见图 5.5-8。

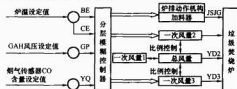


图 5.5-8 垃圾焚烧炉控制系统图

3.4.2 人工智能控制技术

智能过程控制系统 IPCS,其控制器采用 PC-Based 技术,可实现 PID 调节系统或梯形逻辑控制,且具有 PC 机的计算、思维、判断功能,可执行 JAVA 程序,开发 Internet 应用程序,把专家的控制经验用 C/C++语言编制成循环流化床锅炉专家智能控制系统软件,写入控制器内。从而使得新一代 DCS 智能化程度提高,可对循环流化床垃圾焚烧炉实现智能化的控制。对于这类垃圾焚烧炉的控制策略介绍如下。

国内垃圾电站采用的劣质煤和垃圾混烧的 CFB 锅炉,是异重循环流化床锅炉中的一种。混烧型的异重循环流化床锅炉的燃烧控制比普通循环流化床锅炉复杂,故须应用人工智能控制。1 台 150t/d 循环流化床垃圾焚烧炉,配 1 台 3MW 抽凝式汽轮发电机组,控制策略如下:

(1) 以炉膛出口温度和设定偏差为依据,采用智能化的 MOCS 软件来控制垃圾给料机和给煤机转速,MOCS 软件可灵活实现煤量和垃圾量的“自动”和“手动”等控制方式。

(2) 采用“汽轮机跟随”方式,负荷由锅炉决定,汽轮机维持主蒸汽母管压力稳定,汽轮机的调速汽门开度由主蒸汽母管压力高低来决定,主蒸汽母管压力高,DCS 就可把调速汽门开大;反之,调速汽门关小。

(3) 由于入燃料量无法准确在线测量,采用蒸汽流量和汽包压力的微分来代表进炉燃料量,以炉膛出口温度作为设定值来控制入燃料量。由于一次风量占总风量的 80%~90%,因此控制了一次风量就基本上控制了总送风量。此外,还设计有一次风门手动遥控,最小风量限制,以确保流态化燃烧的稳定。同时,DCS 还将烟气含氧量作为氧量校正信号来调节二次风量,二次风量占总风量的 10%~20%,还设有二次风门手动遥控。DCS 设置氧量调节回路,其设定值与负荷有一定的函数关系:高负荷时,氧量设定值取低值(1.10~1.15);低负荷时,氧量设定值取高值(1.20~1.30)。

(4) 炉膛压力为引风机入口挡板开度控制的依据,并与总风量动态联系,一、二次风门开大,引风门也随之增大。

4 垃圾焚烧的污染排放与控制

4.1 垃圾焚烧污染物及其控制标准

4.1.1 垃圾焚烧排放的主要污染物

污染物可分为颗粒物、酸性气体、重金属和有机污染物 4 大类,见表 5.5-4。

表 5.5-4 垃圾焚烧产生污染物的种类及来源

类别	污染物名称	污染物来源
尘	颗粒物	垃圾中一小部分微小体轻的不可燃物。燃烧过程中形成的含碳微粒在气流及热力的作用下排出焚烧炉

续表

类别	污染物名称	污染物来源
酸性气体	氯化氢 (HCl)	来源于垃圾中含氯废物的分解, 如含氯塑料、厨余 (含有大量 NaCl)、纸、布等
	硫氧化物 (SO ₂)	含硫垃圾的高温氧化过程
	氮氧化物 (NO _x)	在高温条件下, 来源于焚烧过程中 N ₂ 和 O ₂ 的氧化反应; 另一部分产生于含氮有机物的燃烧
	氟化氢 (HF)	与氯化氢类似
	一氧化碳 (CO)	垃圾中有机可燃物不完全燃烧
重金属类	汞 (Hg)、铅 (Pb)、镉 (Cd)、铬 (Cr)、砷 (As) 等及其化合物	垃圾所含重金属及其化合物的蒸发
有机类	二噁英 (PCDDs, Dioxin)、呋喃 (PCDFs, Furan) 其他有机物, 如 PCBs	产生机理极为复杂, 伴随多种化学反应; 首先形成反应产物的中间体即前驱物质, 最后形成终产物

二噁英类物质 (Dioxin) 属于痕量有机物。二噁英的分子结构为 1 个或 2 个氧原子连接 2 个被氧取代的苯环, 1 个氧原子的称为多氯二苯并呋喃 (Polychloro dibenzo-furan, PCDF), 2 个氧原子联结的称为多氯二苯并二噁英 (Polychloro dibenzo-p-dioxin, PCDD)。每个苯环上可以取代 1~4 个氯原子, 所以共有 75 种 PCDD 异构体和 135 种 PCDF 异构体, 统称二噁英 (Dioxin)。二噁英有毒害, 其毒性因各种异构体的不同而不同, 其中毒性最强的是 2,3,7,8-四氯二苯并二噁英 (2,3,7,8-PCDD), 其毒性相当于氰化钾的 1000 倍, 一般用它的毒性当量 (TEQ) 来表示各异构体的毒性, 称之为毒性当量因子 (TFE)。二噁英以气体和固体形态存在, 熔点高, 难溶于水易溶于脂肪, 易在生物体内积累, 能引皮肤痤疮、头痛、失聪、忧郁、失眠等症状。即使是在很微量的情况下, 长期摄取也会引起癌症、畸形等, 因此, 被称为世界上最毒的物质。二噁英类结构示意图如图 5-5-9 所示。

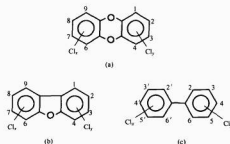


图 5-5-9 二噁英类结构示意图

(a) PCDDs; (b) PCDFs; (c) PCBs

4.1.2 垃圾焚烧污染物控制标准

为了使污染物排放得到有效控制, 各国根据各自的实际情况分别制定了相应的排放标准。表 5-5-5 列举了几个国家和我国的标准。

表 5-5-5 一些国家垃圾焚烧的排放标准

国家或地区	美国	加拿大	日本	欧盟	德国	丹麦	瑞士	荷兰	中国台湾	中国
时间 (年)	1991	1989		1996	1990	1986	1991	1998	1999	2001
折算 O ₂ 浓度 (%)	7	11	12	11	11		11	11	11	11
烟尘	34	20	20	5	10	40	10	6	C	80
HCl	25	75	25	10	100	20	10	64	75	
HF				1	1	2	1			
SO ₂	86	260	57	50	50	300	50	40	229	260
NO _x	241	400	105	80	200		80	70	370	400
CO	67~200	57	88	50	50	100	50	50	150	150
THC					10		20			
Hg	0.08	0.2	0.05	0.05	0.05	0.1	0.1	0.05	0.3	0.2
Cd	0.02	0.1		0.05	0.05	0.1	0.1	0.05	0.3	0.2
Pb	0.2	0.05					1		2	1.6
PCDD/Fs (TEQ ng/m ³)	0.14~0.21	0.14	0.1	0.1	0.1	1.0		0.1	0.1	1.0

4.2 垃圾焚烧中 CO、NO_x、SO₂、HCl 的排放与控制

4.2.1 CO 的排放与控制

对于一定的垃圾成分和焚烧炉结构, 烟气中的 CO 浓度取决于燃烧工艺, 它是判断气体不完全燃烧的指标。另外, 由于 CO 和 NO_x 之间存在相互牵制的关系, 设计燃烧设备时必须充分考虑。针对 CO 产生的特点, 在设计焚烧炉时, 要保证燃烧室有足够的温度和停留时间, 增加炉膛二次风的穿透能力。

4.2.2 NO_x 的排放与控制

现在运行中的焚烧炉的 NO_x 产生量是 50~90ppm, 根据设备的运行状况, 其产生量最少为 20ppm, 最高可达 150ppm。炉排和流化床的 NO_x 产生量没有明显差异, 炉排炉的 NO_x 生成量略高。垃圾焚烧时, 通过燃料中的氮氧化产生的 NO_x 大约占整个 NO_x 发生量的 90%, 减少燃烧区域的空气量对减少燃料型 NO_x 很有效。但为防止垃圾中低沸点以及腐蚀性成分产生熔渣、烧坏炉排, 过量空气系数一般为 1.5~2.0, 燃烧温度则控制在 1300℃ 以下。

分级燃烧是沿燃烧室内烟气流动方向, 在不同位置注入助燃空气的燃烧方式。在降低 NO_x 的同时促进具有还原作用的 NH₃ 的产生, 烟气中的可燃气体包括 NH₃、HCN、CH₄、吡啶碱等, 与从炉膛上部吹入的二次风、三次风混合后完全燃烧。在 O₂、NO 以及还原剂共存时, 800℃ 以上可发生 NO 还原反应。另外也能够还原炉膛底部 (炉排或密相区) 的燃烧过程中产生的 NO_x, 存在氧化和还原竞争反应。在炉膛上部存在的碳微粒也能够部分还原 NO_x。当炉膛底部的燃烧份额较大时, 由于炉底附近的耗氧速度较快, 因此增大了 NO_x 还原空间。此外, 一次风量有一个最佳值, 它约为炉膛底部挥发分燃烧所需要的理论空气量的 80%。二次风量置选选择在 NH₃ 还原 NO_x 过程接近垃圾的地方。在实际焚烧炉中, 选择二次风给入位置时, 主要根据气体的混合距离决定。尽管不同焚烧设备所需的二次风供入位置不同, 但至少要保证可燃气体在高温区有足够的停留时间 (850℃ 时在 2s 以上, 1000℃ 时在 2s 以上)。

向焚烧炉内的挥发分燃烧区喷射水或进行烟气再循环,可降低燃烧室内因空气量减少而导致的温度上升,减少因空气中氮被氧化而形成的热反应型 NO_x 。不过水的注入量和再循环烟气流过多时,有可能引起燃烧的不稳定和 CO 生成量的增加。

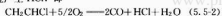
4.2.3 SO_2 的排放与炉内控制

生活垃圾燃烧产生的硫化物有 SO_2 、 H_2S 、 COS 、 CS_2 。虽然生活垃圾中的硫分较低,硫含量因垃圾成分而异,并且在燃烧过程中炉内各处产生的硫化物不相同,但主要的硫化物气体产物是 SO_2 、 H_2S 和 COS 。在垃圾燃烧的初期阶段,燃料中的硫化物迅速分解挥发并生成了反应活性很高的中间产物,这种中间产物又进一步被氧化转变成 SO_2 。与氢结合的硫化物的挥发性要比与碳结合的高。以 $\text{C}-\text{S}$ 、 $\text{S}-\text{H}$ 、 $\text{S}-\text{S}$ 链状形式结合的硫要比碳或氢先挥发出来,不过 FeS 和由多环结合的噻吩硫即使在高温下也很稳定,挥发很慢。

循环流化床垃圾焚烧炉, SO_2 的减排可通过炉内添加 CaCO_3 进行。 CaCO_3 在炉内分解后生成 CaO 吸收 SO_2 。用循环床内加石灰石的方法脱硫,当钙硫比 $\text{Ca/S} > 1.4$ 时,脱硫效率可达 90%。该方法与烟气脱硫相比,具有效率高、装置简单和费用低的优点。

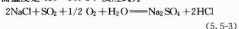
4.2.4 HCl 的排放与控制

垃圾焚烧 HCl 的产生几乎不受温度影响,而取决于垃圾的成分, HCl 浓度为 400~1000ppm。 HCl 的主要来源有两类,即聚氯乙烷等有机氯化物和氯化钠等无机氯化物。聚氯乙烷 (PVC) 和聚偏二氯乙烯 (沙伦) 等燃烧时,有机氯化物分解会产生 HCl 。如燃烧聚氯乙烷时,可通过以下反应产生 HCl ,即



在 230℃ 时,50% 的聚氯乙烷被分解;当温度提高到 600~800℃ 时,燃烧 10~15min,聚氯乙烷就能完全分解生成 HCl 。另外,垃圾中除了聚氯乙烷以外,还含有 0.2%~0.4% 的有机氯化物,也会在高温下分解生成 HCl 。

垃圾中一般还含有 NaCl 和 CaCl_2 等无机氯化物,这些物质与排放气体中的 SO_2 反应,生成 HCl 和硫酸盐,该反应所需温度是 430~540℃,反应式为



燃烧温度越低, SO_2 浓度越高, Na_2SO_4 越稳定;在炉内条件下, SO_2 几乎全部与 NaCl 反应生成 HCl 。 HCl 的脱除主要通过烟气净化装置进行,循环流化床焚烧炉中,可通过与炉内的石灰反应脱硫、脱氯,但 CaCl_2 在 SO_2 存在条件下会重新分解,炉内脱氯不充分。

4.3 垃圾焚烧中二噁英的产生与控制

4.3.1 二噁英的产生与控制原理

(1) 二噁英的产生。垃圾焚烧过程中形成二噁英的必要条件可归纳如下:①存在聚氯乙烷 PVC、氯气、 HCl 等;②燃烧过程以及低温烟气中催化介质(如 Cu 及其金属氧化物)的存在;③不良的燃烧工况;④未采取严格有效的尾气净化措施。从二噁英的分子结构可知,氯元素存在和二噁英前驱物产生是二噁英生成的基本条件。二噁英产生主要有以下两种情况:

1) 燃烧过程中生成。层燃炉中,炉排前段的垃圾处于低温、潮湿、缺氧状态。在固定炉排的控制氧量燃烧系统中,有两个炉室,一燃室中也有部分垃圾处于低温、潮湿、

缺氧、不完全燃烧状态。垃圾挥发分中含大量烃类物质,烃类物质在低温、潮湿、缺氧状态下,可生成易生成二噁英的前驱物。而且,垃圾中含氯元素燃烧时可生成 HCl 。前驱物与 HCl 、 O_2 反应,就可能生成二噁英。可燃气体进入气相燃烧区后,再通入空气组织燃烧,若混合不好,或燃烧工况不稳定,则不利于 PCDD、PCDF 的完全分解。

2) 燃烧后生成。不完全燃烧产生的二噁英前驱物以及垃圾中未燃尽的环烃物质,在烟尘中的 Cu 、 Ni 、 Fe 等金属颗粒的催化作用下,与烟气中的氯化物和 O_2 发生反应,生成二噁英类物质,催化反应温度在 200~500℃ 内,在 300℃ 附近生成速率最高。由于静电除尘器中含有较多的 Cu 、 Ni 、 Fe 颗粒,因此二噁英类物质易生成。所以,近年来优先采用袋式除尘器代替静电除尘器。

(2) 二噁英的控制原理与方法。二噁英的控制主要有:控制二噁英的形成源、切断二噁英的形成途径以及采取有效的二噁英净化技术。目前,国内对垃圾焚烧中二噁英的控制总结出措施如下:

1) 控制垃圾的排放量,促进垃圾的回收利用,并推动垃圾的集约化处理。

2) 通过分类收集或预分拣控制生活垃圾中氯和重金属含量高的物质进入垃圾焚烧炉;对于含有有机有害组分 (PO-HC) 的废弃物,特别是含 PCB、PCDD、PCDF 等的废弃物,采用高温焚烧处理。

3) 强化垃圾焚烧厂管理,严格控制燃烧条件,采用先进的连续焚烧炉(因为点火启动和熄火过程排放的二噁英要比稳定燃烧时排放的多得多);严格控制炉内的“三 T”(温度、时间、湍流度)条件,保证炉内温度大于 850℃,停留时间大于 2s 及 O_2 浓度不少于 6%;缩短烟气在处理和排放过程中处于 300~500℃ 温度域的时间,控制余热锅炉的排烟温度不超过 250℃。

4) 强化烟气净化和灰灰的管理,采用先进的烟气净化和除尘系统,选用新型袋式除尘器,控制除尘器入口处的烟气温度低于 200℃,并在进入袋式除尘器的烟道上设置活性炭等反应剂物的喷射装置,以吸附二噁英。

5) 对飞灰应用专门容器收集后作为危险废弃物进行无害化处理,可进行低温加热脱氯处理,或熔融固化处理后再送安全填埋场处置。

4.3.2 抑制垃圾焚烧二噁英排放的技术及其系统

4.3.2.1 焚烧前处理

焚烧垃圾中垃圾预处理主要采用人工与机械相结合的方法,分出垃圾中可回收利用的金属、玻璃、硬塑料(聚氯乙烷)等。同时,将不宜入炉焚烧的尘土、砖头、瓦块、石头等分选出来单独填埋或作建筑材料,也可将垃圾中有机物质分选出来作堆肥原料,最后将适于入炉的物料燃烧。通过预处理可有效实现垃圾的综合利用,同时提高燃烧效率和运行稳定性,另外也去除了聚氯乙烷,有利于减少二噁英生成的氯的来源。图 5.5-10 所示为燃前垃圾预处理系统的组成示意图,包括垃圾料斗、皮带输送机、滚筒筛、振动筛、除铁器以及垃圾破碎机等。

原生活垃圾料斗和 1 号皮带进入滚筒筛,筛上物经 2 号皮带输送,2 号皮带设有人工分选,分选出可回收利用组分和不宜入炉组分后,剩余垃圾进入破碎机,经破碎达到焚烧要求的粒度后进入 3 号皮带输送机,在 3 号皮带输送机的末端设有除铁器,进一步除去金属,除铁后的垃圾进入炉前料斗,然后由給料机送入炉内。滚筒筛下物经下料管进入振动筛,振动筛筛上物经 3 号皮带输送机与破碎后垃圾混

添加剂加入装置和物料混合器。半干式循环流化床尾气净化装置如图 5.5-13 所示。

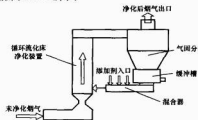


图 5.5-13 半干式循环流化床尾气净化装置

垃圾焚烧尾气净化系统工艺流程如下：垃圾焚烧排出的烟气经过焙烧管加速后喷入以碱性脱除剂和多孔吸附剂为床料的循环流化床净化装置，带动床料一起流化并发生酸性气体脱除反应和二噁英等有机化合物、重金属以及飞灰颗粒的吸附。反应和吸附后形成的产物留在脱除剂中以固体形式与未完全反应的床料一道随烟气进入气固分离器。经气固分离器后，固体颗粒进入到下面的缓冲罐中，大部分固体颗粒进入混合器与新鲜脱除剂和吸附剂混合，然后进入流化床烟气净化反应装置中循环使用。缓冲罐中多余的物料由溢流口排出。净化后的烟气通过除尘后经引风机进入烟囱达标排放。

4.4 垃圾焚烧废水的处理

4.4.1 垃圾焚烧污水的产生及其性质

(1) 垃圾渗滤液的产生量和性质。垃圾渗滤液主要产生于垃圾贮坑，是垃圾发酵腐烂后，水分释放形成的。渗滤液产生量主要受进厂垃圾成分、水分和储存天数（一般为 2~4d）的影响。其中，厨余和果皮类垃圾含量是影响渗滤液量和质的主要因素。由于地域差异，各地垃圾成分和含水率差别较大，渗滤液产生量差别也较大，一般为垃圾量的 0%~15%。北方由于气候干燥而渗滤液产生量偏低，而在南方瓜果高峰季节，渗滤液产生量可达 15%。

渗滤液的特点是具有强烈臭味、有机污染物浓度高、氨氮含量高。渗滤液主要是在酸性发酵阶段产生的，其水质基本情况如下：pH 值为 4~8；生物耗氧量 BOD₅ 为 10 000~50 000mg/L；化学耗氧量 COD_{Cr} 为 20 000~80 000mg/L；悬浮物 SS 含量为 500~10 000mg/L；此外还含有较多重金属，如 Fe、Mn、Zn 等。渗滤液 BOD₅ 与 COD_{Cr} 比值为 0.4~0.6，渗滤液中含较多难降解有机物，生化处理后，COD_{Cr} 质量浓度仍为 500~2000mg/L。某地垃圾渗滤液的典型指标见表 5.5-6。

表 5.5-6 垃圾渗滤液的典型指标

项目	pH	BOD ₅	COD _{Cr}	SS	Cl ⁻	VFA	T-N	NH ₄ ⁺ -N
质量浓度	8.01	22 379	54 932	9098	3369	6060	2511	764
项目	NO ₃ ⁻ -N	T-P	PO ₄ ⁻	As	Hg	Pb	Cr	Cd
质量浓度	235.9	77.22	49.04	16.80	8.31	2.43	0.73	0.25
项目	Fe	Zn	Ni	Cu	Ag	SO ₄ ²⁻		
质量浓度	170.9	12.46	1.92	0.41	0.85	1726		

注：单位除表明和 pH 值外，均为 mg/L。

渗滤液的危害表现在以下两个方面：

1) 渗滤液过多会造成以下影响：垃圾热值降低，焚烧垃圾耗油量和运行成本增加；烟气中水蒸气含量上升；灰渣

易附着并黏结在受热面上；锅炉蒸发量减少，排烟温度上升，锅炉效率下降；烟气净化系统运行受到影响。

2) 含有大量渗滤液的垃圾被推入炉膛，推动挤压过程中，渗滤液经炉排的各种缝隙溢流，污水沿炉排间的空气通道直接流到炉底刮板出渣机，不但降低了被加热的一次风温度，且灰渣被湿润，易黏结在风道角落，堵塞刮板出渣机，甚至使链条拉断；另外，部分渗滤液沿炉排两侧墙间的通道流到液压系统的传动轴承处，严重时腐蚀性轴承。

3) 不燃烧完全时，灰渣中还残存渗滤液，这时若出渣机有泄漏，则锅炉房的地面冲洗水将同渗滤液一样，会对周围环境造成污染。

4) 垃圾在倾倒垃圾时，车上渗滤液收集箱的排水管会随地排放，污染环境。

(2) 生产和生活污水废水的产生及其性质。灰渣冷却产生的废水量与除渣方式有关，为 5~10m³/(h 炉)；经喷水冷却后的灰渣槽内产生的废水量与燃烧方式有关，为 0.1~0.15m³/t；燃烧烟气喷水冷却产生的废水量与喷射量、喷射方法有关；垃圾运输车冲洗时产生的废水量与垃圾性质、车辆吨位、洗车方法、洗车装置等有关，为 10~500L/辆；冲洗槽车倾倒平台时产生的废水量与平台面积、洗涤次数有关，约 33L/t 垃圾；洗槽设备中为去除烟气中有害气体成分而产生的废水量，为 0.5~1.3m³/t，含较多重金属，如 Cd、Fe、Zn、Hg 等，其中汞的处理较重要；为调整锅炉水质、去除锅炉底部结垢而产生的废水量与给水水质、锅炉压力及形式有关，一般为锅炉给水量 5% 左右，锅底废水含有较多铁分，可达 100mg/L；软水装置的离子交换树脂再生时产生的废水量，与软水装置 30min 出水相当。

4.4.2 污水处理

(1) 渗滤液处理方法。垃圾仓渗滤液的引出口应设在垃圾进仓侧，底部应设钢格栅引流，上部每隔一定高度也应设一定数量的引流格栅。实际运行中，进料侧在离仓底 11m 处都曾发现过有渗滤液积聚，这时若在离仓底 10m 的侧壁处设有引流格栅，就能有效排出渗滤液。渗滤液在流动过程中，其排出口易被堵塞，要及时疏通。垃圾仓底部侧壁有 3 条设有钢格栅的暗沟，渗滤液汇集到污水池然后用泵抽走。用通行地沟引流垃圾仓底渗滤液方案如图 5.5-14 所示，其特点是上部可用管道将渗滤液引至明沟，下部维修人员可进入地沟随时检查或疏通钢格栅。垃圾渗滤液可喷入炉内燃烧，该方法适用于高浓度有机废水。垃圾焚烧厂中，垃圾贮坑内废水可以用该方法处理。该方法的缺点是导致燃烧状况变差，并使焚烧厂的经济性降低。目前，国内有的焚烧厂利用厂内热量对渗滤液进行蒸发浓缩处理，投资及运行成本都比较高。



图 5.5-14 通行地沟引流垃圾仓底渗滤液方案 (i=坡度)

(2) 污水处理方法。污水经处理后可由下述方法排出：排入市政下水或排放进入自然水体中回用。在建有城市生活污水处理厂的地区，可将经预处理后达到 GB 3082—1999《污水排入城市下水道水质标准》的渗透液排进污水管网。其他废水中，除灰废水、灰槽废水和洗灰废水有可能需要对超标的重金属离子进行预处理外，其余可直接排进城市污水管网。当处理后的污水需要直接排入自然水体时，水质标准应执行我国污水排放标准；当污水处理尾水需回用于灰渣处理、烟气净化、冲洗和绿化等场合时，需要在前述污水处理流程后增加处理设施，使回用水达到 GB/T 18920—2002《城市污水再生利用 城市杂用水水质》。

4.5 垃圾焚烧灰渣处理

4.5.1 炉渣热灼减率

热灼减率是焚烧灰渣中残存的未燃物的比例，通过测定焚烧炉渣的热灼减率，可以掌握焚烧的状况。按标准 600℃ 加热 3 h，热灼减率要小于 5%。热灼减率计算公式为

$$W = 100 \left(1 - \frac{C}{B} \right) \left(1 - \frac{E}{D} \right) \quad (5.5-4)$$

式中：W 为热灼减率，%；B 为干燥后的不燃物的含量，g；C 为去除 10mm 不燃物质量，g；D 为热灼烧前 10mm 以下的试样质量，g；E 为 600℃ 加热 3 h 的试样质量，g。

4.5.2 灰渣处理方法

焚烧炉对城市生活垃圾进行焚烧后，产生的炉渣（又称灰渣）是原来垃圾重量的 10%~20%；产生的飞灰（又称灰烟）是原来垃圾重量的 1%~5%。由于传统的垃圾焚烧炉炉温为 700~1000℃，燃烧工况不稳定，炉内存在有利于二噁英生成的气氛，加之烟道气中，前驱物又可能再生成二噁英，因此飞灰中二噁英含量较高，炉渣中尽管二噁英相对含量低于飞灰中二噁英的相对含量，但炉渣量远大于飞灰量，故炉渣中二噁英绝对含量也不容忽视。灰渣，特别是飞灰中还含有重金属，未经处理会污染土壤和地下水。而且，由于灰渣中含有一定数量的铁、铜、锌、铬等金属物质，因此有些具有回收利用价值。所以，焚烧灰渣的处理是城市垃圾焚烧工艺中一个必不可少的组成部分。灰渣在分选出金属、大块块状物和灰分后，剩下的渣中还含有一定量以化合物形式存在的重金属，若未经处理直接排放，会被水浸取出来，污染土壤和地下水，因此要进行处理。灰渣的处理方法主要有：

(1) 熔融固化处理。熔融固化是在 1200~1500℃ 下，使灰渣中的二噁英等有机物分解、无机物熔融成玻璃质的熔渣以及重金属稳定的方法。为保证灰渣在熔融炉中有较低的熔点和较好的流动性，一般在熔融处理前要进行配料，炉渣与熔生的配比为 (6~8.5) : (4~1.5)。熔融炉分为燃料熔炉和电熔炉两大类。燃料熔炉有表面熔融炉、内部熔融炉、激波熔融炉、焦炭床熔融炉等；电熔炉则有电弧熔融炉、等离子体熔融炉、矿热熔融炉、感应熔融炉等。

熔融固化的优点有：①熔融炉可以连续稳定运行；②灰渣中二噁英分解率达 99.99%；③投入灰渣量近 90% 成为物理性质稳定的熔渣，有害物质溶出率较低；④灰渣中的低沸点重金属由于熔融而挥发，可以在电除尘器中浓缩回收，故排放的重金属极少。

(2) 水泥固化处理。水泥固化技术始于 1965 年，是为电镀含铬废渣的无害化处理而开发的。1973 年，日本政府规定了有害产业废物判定标准，从而促进了废弃物固化技术的开发。目前使用的水泥固化材料多为磷酸盐水泥，含有

活性二氧化硅、氧化铝、氧化钙等，与水接触发生水合反应，形成硅酸钙或硅酸铝等水合物（凝胶），将有害微粒包容，并逐步硬化形成水泥固化体，可防止有害金属溶出。当水泥矿物生成时，磷酸三硫酸钙水合物较为有效，且水合物层状结构有层间吸附固定作用。水泥固化有流入成型、挤压成型和简易制粒法三种工艺。流入成型如一般混凝土制件方法以灰渣代砂与水泥加水混合，形成定型混凝土块；挤压成型压力要求较大，不利于大量处理；简易制粒法则以处理设备分为混合机、制粒机或两机并用型。

水泥固化的优点有：①对电镀废渣无害化处理十分有效；②工艺简单、运行可靠，投资和运行费用较低；③对含水率较高的废渣可直接固化；④可在常温下操作。缺点是：由于孔隙率较高，含有二噁英和盐类的无机物，在水的作用下仍可能有二噁英和盐类溶出；增容比较高，达到 1.5~2；有些废渣处理需要添加剂或预处理。

固化后固化块弯曲抗压强度大于等于 6MPa，固化球曲抗压强度大于等于 8MPa。灰渣固化后，浸出液测定指标根据 GB 5085.3—2007《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》规定的测定方法进行。

(3) 药剂处理。通常用于重金属固定剂的药剂是一种水溶性的螯合高分子，其母体高分子具有亲水性螯合基，它与重金属离子反应形成强力的螯合结合，生成不溶于水的高分子络合物，从而使重金属得到固化。药剂处理的关键是要使灰渣与药剂混合均匀，因此要有好的混合机器。常用的混合机器有高速混合造粒机、二轴桨式机和振动式造粒机。

药剂处理的优点有：①生成高分子络合物，稳定性好，可完全防止重金属溶出；②投资与运行费用较低；③重量变化小于 1.1~1.3 倍；④容积减少至 30% 左右。

(4) 酸溶液浸出处理。酸溶液浸出处理的过程大致是将灰渣浆化，加盐酸等无机盐将重金属提出后，再加硫化钠等药剂，生成难溶的重金属硫化物，使重金属得以稳定，其方法主要有三类，即酸提出氢氧化物处理法、酸提出硫化物处理法、酸提出重金属固定剂处理法。

酸溶液浸出处理的优点有：①灰渣处理后含溶解性盐类少；②含水率低；③减容率为 25%~33%，减量率为 90%；④溶出实验表明有害物质溶出浓度少。酸溶液浸出处理的缺点则是脱水液含溶解性盐类和悬浮状重金属，不能直接排放，需要进行再处理。

4.5.3 灰渣分选与利用

分选是利用固体混合物中各组分的粒度、密度、磁性、光电性和润湿性等物理性能的差异，采用相应的手段将其分离的过程。焚烧灰渣的分选方式主要有筛选、重力分选、磁选以及手工分选等。许多发达国家还采用了浮选、光选、静电分离等方法。手工分选是一种最经济、最有效的分选方式，时至今日，在日、德等国最新设计的垃圾处理生产线中，仍然保留了手工分选段。在我国，灰渣的组分很复杂，劳动力资源又特别丰富，采用以机械为主，并辅以人工的分选方式是可行的。为了经济有效地回收、利用灰渣中的有用物质，可将两种或两种以上的分选单元有机组合成一条分选回收工艺，如采用人工分选或机械筛分选出灰渣中一些大的石块、砖头等建筑垃圾，再采用风选将灰渣按粒度大小分级，从而得到大量粒度较小的灰分。这些灰分大多是有有机垃圾焚烧后的产物，有一定的养分，可用作植物肥料，还可以采用磁选方法把铁质物质分离出来加以回收利用。

按焚烧温度的不同，可将灰渣分为两种。一种是 1500℃ 高温垃圾焚烧炉排出的熔融状态的烧结炉渣。该炉渣

是密度较高的块状物质,由于已玻璃化、强度高、重金属浸出量少,因此可用作建筑材料、混凝土骨料、筑路材料等。另一种是1000℃以下垃圾焚烧炉排出的普通炉渣,可回收铁、玻璃等物质后作建筑材料。另外,烟气中收集到的飞灰可作为水泥添加剂、烧砖辅助材料等。我国贵阳、西安等地利用80%~85%的垃圾焚烧灰渣,配上其他原料,制出了符合国家标准硅酸蒸养垃圾砖。

5 垃圾卫生填埋场沼气发电

5.1 垃圾填埋气 LFG 的产生

垃圾卫生填埋的特点是:①采用人工防渗层,以提高填埋场防渗水平;②对渗滤液进行净化处理;③对 LFG 进行回收利用;④消除垃圾填埋对土壤、地下水和大气的影响。LFG 是在填埋场中,垃圾中有机物被微生物厌氧消化、降解所生成的气体。据国内研究机构测算,每吨垃圾在填埋场寿命期约可产生100~200m³的 LFG。LFG 的主要成分为甲烷(约占50%~60%)、二氧化碳(30%~40%),另外还有硫化氢、氮、氧及微量苯、甲苯、二甲苯、氯乙烯等。CH₄和CO₂是主要的温室气体,CH₄当量体积的温室效应潜在值为CO₂的21倍。此外,LFG 排放对周边环境也将造成不利影响,且还存在燃爆的危险,如重庆、上海等地都发生过填埋场爆炸事故,杭州的天子岭垃圾填埋场也发生过小规模爆炸。

另一方面,LFG 标准状况下的热值约为20MJ/m³,是一种有利用价值的燃料。LFG 有多种用途:作为锅炉燃料;压缩为天然气,用管道送至用户;制成甲烷制品;燃烧发电。LFG 发电既可减少温室气体排放,又可创造经济效益。

5.1.1 垃圾降解过程

在垃圾填埋处理中,主要采用的方法是厌氧填埋。垃圾降解过程大致可分为5个阶段:

(1) 有氧阶段。垃圾填埋数小时至1周内,好氧菌依靠氧气来繁殖,并在生物降解过程中产生二氧化碳和水等副产品。

(2) 缺氧阶段。垃圾填埋后1~6个月,进入缺氧阶段。

(3) 厌氧阶段。垃圾填埋后3个月至3年,当氧气快耗尽时,在无氧环境中能繁殖的细菌开始出现,生物降解过程转为厌氧阶段,伴生甲烷(按容积算,占45%~60%)和二氧化碳(按容积算,占35%~50%)以及一些微量气体,但气量不稳定。

(4) 厌氧发酵阶段。进入厌氧发酵阶段,持续时间10余年。

(5) 衰减阶段。

5.1.2 LFG 产量及其产生速度

LFG 的产生受垃圾中有机物含量、水分含量、渗滤液水平、填埋场范围内液体 pH 值和含碱量、填埋场规模、深度和覆盖物、填埋年份、填埋历史、当地气候条件等的影响。

(1) LFG 产量。影响 LFG 产量和产生速度的因素主要有如下几方面:

1) 垃圾成分。一般填埋场垃圾主要由生活垃圾、商业垃圾、少量工业垃圾及建筑垃圾组成,以生活垃圾为主,有机物含量越高,产气量越大。

2) 填埋场含水量。水分可输送养分和细菌,有利于厌氧发酵。含水量主要由气候条件决定,同时还与垃圾本身含水量、填埋场设计、污水收集系统设计、覆土类型等有关。

3) 温度。厌氧发酵过程是放热过程,温度条件会影响细菌的类型和气体产生的速度,LFG 产生的最佳温度为30~40℃,随温度降低,分解速度也降低。

4) pH 值。pH 值为6.7~7.0的中性环境中,甲烷产量最大。

5) 营养基。垃圾中细菌需要多种养分,喷洒渗滤液可促进 LFG 生成;大量的有毒物,如重金属会阻碍细菌生长,减缓产气速度。

6) 垃圾密度和颗粒尺寸。垃圾密度和颗粒尺寸通过影响养分输送和水分通透性而影响产气量,垃圾碎片颗粒小,可增加 LFG 产生速度。

7) 覆盖物。透气性较差的黏土或黏土多的自然土作为覆盖物,可限制 LFG 扩散。

我国城市垃圾中蔬菜成分多,因而垃圾含水量和可迅速降解的有机物含量较高,且随着城市生活水平的提高,市区居民使用管道煤气及液化气比例不断提高,垃圾中煤渣类减少,有机物比例越来越大,进填埋场有利于降解产气。此外,我国南方地区气候温暖湿润,雨量充沛,也适于 LFG 的产生。

(2) LFG 产量预测。LFG 产量和产生速度因填埋场不同而变化较大,对 LFG 气量的预测,有助于确定收集利用方式和收集利用装置的选择。据估算,LFG 的产生速度在0.003~0.04m³/kg,气体可持续产生超过50年,达到产气总量0.06~0.53m³/kg。但要准确预测 LFG 逐年产气量及总产气量,特别对占地较大且无有效覆盖的垃圾填埋场预测较困难。因此,无论是已有效覆盖或正在填埋阶段,都只能借助估算公式初估 LFG 量。

有关学者提出了不同的 LFG 产量预测模式。杭州天子岭垃圾填埋场 LFG 利用项目、广州大田山垃圾卫生填埋场 LFG 发电项目中,选用的是 Scholl canyon 模式。该模式是在假定垃圾填埋后,很快达到峰值基础上建立的,忽略了垃圾发酵条件差异造成的时间滞后,随着废弃物有机成分的减少,LFG 的产生将呈指数式下降,方程如下

$$E_{CH_4} = \Sigma K_i L_0 M_i (e^{-K_i t_i}) \quad (5.5-5)$$

式中: E_{CH_4} 为甲烷产生率,m³/a; K 为甲烷产生常数; L_0 为甲烷产生潜力,m³/kg; M_i 为1阶段垃圾的质量,kg; t_i 为1阶段的年数。

现场抽气测试结果表明,该模式基本可靠。但公式中的甲烷产生常数及甲烷产生潜力在各填埋场是不同的,仍需通过打井测试确定,才能接近实际情况。

按政府间气候变化专门委员会(the Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) Guidelines 1995 推荐的经验公式,垃圾填埋场 CH₄ 排放的计算公式为

$$E_{CH_4} = mpcpr \times (16/12) \times 0.5 \quad (5.5-6)$$

式中: E_{CH_4} 为垃圾填埋场的甲烷排放量; m 为城市垃圾量; p 为城市垃圾填埋率; w_c 为垃圾中可降解有机碳的含量,IPCC 推荐值,发展中国家为15%,发达国家为22%,我国用15%; r 为垃圾中可降解有机碳的分解百分率,推荐为77%(均为常数)。按此公式计算1t垃圾填埋产生甲烷气的量为

$$E_{CH_4} = [1 \times 100\% \times 15\% \times 77\% \times (16/12) \times 0.5] t = 0.077t \quad (5.5-7)$$

根据深圳市环卫部门提供有关资料,1998 年下坪垃圾填埋量为60×10⁴t。按照深圳市总体规划中人口增长率和人均垃圾量增长率推测,1998~2012 年的逐年垃圾填埋量和

产气量见表 5.5-7。表中 LFG 可收集率为：2001~2013 年填埋作业期间取 20%，封场后取 40%。由表 5.5-7 可知，产气量从 1999 年后逐年增长，高峰期在 2013 年，其可收集的 LFG 为 3000~5000m³/h，随后产气量逐年减少。为此，发电设备也应逐年增加，到达高峰期后逐年减少。然而，实际情况远远超出预期，2008 年下半坪场垃圾填埋量已达到 940×10⁴t。据测算，2006 年产生 LFG 10 671 万 m³，预计 2021 年达到最大值 31 892 万 m³。

表 5.5-7 逐年垃圾填埋量预测一览表

年份	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
垃圾填埋量 (×10 ⁴ t)	60.0	62.1	64.4	66.7	69.1	71.6	74.2
年产气量 (×10 ³ m ³ /a)	0	1320	2550	3690	4755	5760	6704
年份	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
垃圾填埋量 (×10 ⁴ t)	76.8	79.6	82.5	85.4	88.5	91.7	95.0
年产气量 (×10 ³ m ³ /a)	7604	8468	9310	10 109	10 890	11 846	12 081
年份	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
垃圾填埋量 (×10 ⁴ t)	98.4						
年产气量 (×10 ³ m ³ /a)	13 149	13 844	12 318	10 936	9714	9580	

5.2 LFG 收集与处理

LFG 收集与抽吸系统用于控制填埋场中 LFG 的迁移并加以回收利用。收集系统由收集区、收集管网、LFG 抽气及处理系统组成。

(1) LFG 收集区。为控制 LFG 排放，收集区要覆盖整个填埋场。收集区由多个垂直抽气井和水平管沟组成。垂直井通常在现场部分作业完成后安装，水平管沟主要用于正在填埋作业的场区，尚在进行填埋作业的填埋场往往采用垂直井与水平管沟相结合的布置方式。

垂直抽气井及水平管沟埋在垃圾中，由于抽吸在井中产生微负压，井周围一定范围内垃圾中气体在负压的作用下向井中聚集，每口井能影响周围垃圾区域的大小与真空、垃圾水平和垂直方向的渗透能力、覆土类型和场地结构等有关。一般，当井的真空在 2500~3800Pa 时，抽吸范围最大，漏入空气最少，且使用的抽吸设备最经济。抽吸范围半径为 30~150m。

垂直井的构成，首先是在垃圾中打一井口，井底部在稳定的垃圾渗滤液液面或垃圾底面以上 3~5mm。直径 100mm 的高密度聚乙烯管插入井中，管子下部打许多小孔来收集气体，管子上部 4~6m 不打孔，以防止垃圾层上部的空气也被吸入。同时，在打孔段与非打孔段管子分界处的井中填入膨润土，起密封作用。管子与井之间以砾石填充，吸入的 LFG 通过管道退出。为适应可能产生的沉降，采用柔性接管将管道与井连接起来，井头部分用罩封闭，内设阀门、压力表、温度表等监测仪表。

水平管沟的结构与垂直井近似，其布置方式最好是与垃圾填埋方向相垂直。管沟间水平距离类似于垂直井，为 30~60m。管沟间垂直距离较小，为 10~20m，因为垃圾水平方向的渗透性是垂直方向的 10 倍以上。

(2) LFG 收集管网。收集管网由主管和支管组成，各井通过支管与主管相连，LFG 通过主管抽到抽气站。管网设计要利于排出液体，并尽可能减少管道数量和长度。管网

一般有鱼刺形和环形两种布置方式。鱼刺形布置有一根主管，上面接出各支管，该布置较经济，LFG 冷凝液顺支管流向收集井，使管网中汇集的冷凝液量较少；环形布置有一环形布置主管，上面接出各支管，LFG 可从管网的任一边抽出，运行灵活，在某一段主管关闭或检修时对气体输送无影响。抽气井、水平管沟及收集管所采用的材料要能抗腐蚀，常用 PVC 和 HDPE（高密度聚乙烯）。

(3) LFG 处理系统。LFG 处理系统包括冷凝液分离器、LFG 抽气风机、冷却器、火炬等。填埋垃圾的含水量较高，所产生的 LFG 含水量为饱和，温度在 40℃ 左右，先引入分离器初步过滤，除去大液滴和细粒，初步净化后的 LFG 引至抽气风机，压力提升并经过冷却器冷却后送出。LFG 将处理到完全满足燃气发动机的要求。风机前的集气管中气体为负压，抽气风机采用离心式罗茨风机。在利用 LFG 发电时，一般一台燃气机配一台风机。考虑到 LFG 气量的不稳定性及故障问题，系统中要考虑余量。当无法送气发电时，LFG 送至火炬燃烧，以控制甲烷排放。LFG 抽气及处理站多采用露天布置，以避免 LFG 聚集。

5.3 发电系统

(1) LFG 利用方案设计。设计时要将近期规划与中长期规划相结合，厂房按近期规划设计，预留今后多台机组安装位置，厂区预留远期扩建场地。在确定 LFG 利用方案时，要较准确地预测填埋场产气量，结合打井测试和理论计算，估算得不同时期的产气量，从而确定与之相应的发电机组。但我国目前尚缺乏填埋场运行管理经验和技术规范。如果对人场垃圾未压实、覆土未按规定每天进行，覆土含沙量过高，则会造成 LFG 放散，在抽气收集时又带入大量空气，影响发电机组运行。针对实际情况，设计时要遵循“一次规划、分步实施、以气定电、留有余量”的原则。早期投入机组的容量下宜过大，根据运行情况可判断 LFG 产量是否稳定以及气量的大小，由此决定是否要投入更多机组。

(2) 燃气机发电系统。规格化的处理系统（包括燃气发动机、发电机等）被安装在完整的集装箱内，以便于现场安装，具有完整的润滑系统、冷却系统、管路系统、排放消声器、控制器、开关屏、用电配电系统、保护继电器、通风设备、照明系统等。除此之外，也有室内使用的机型，投资相对较少，但需为发电系统建立专门的机房。

LFG 经处理后进入燃气内燃机，燃烧膨胀推动活塞做功，带动曲轴转动，通过发电机发出电能。内燃机的废气经排气管、消音器、烟囱排到厂外。闭式循环冷却系统采用强制通风机械式冷却风机，通过循环水泵使冷却水经气缸套、气缸盖、冷却器等需要冷却的部分，实现对内燃机的有效冷却。在控制方面，采用可编程控制器对 LFG 的处理过程和燃气发电机进行实时控制，起到监视、控制、报警及保护作用。燃气发电机组的控制采用一个标准的 Caterpillar ELS 控制模块，可控制机组的自动启动、停机和故障监测以及电压点火控制。燃气机组所发的电经过变压器升压为 10kV 后上网。

6 垃圾发电工程实例

6.1 垃圾焚烧发电工程实例

6.1.1 广州李坑垃圾焚烧发电厂

(1) 李坑垃圾焚烧发电厂概述。李坑生活垃圾焚烧发电厂位于广州市白云区龙归镇，东邻李坑垃圾填埋场，业主为

广州市市容环境卫生局和广州市建设投资发展有限公司,占地 101 788m²,总投资约 7.2 亿人民币,设计燃料为广州市荔湾区、越秀区、芳村区的生活垃圾。该焚烧发电厂特性如下:平均低位热值为 6179kJ/kg,变化范围为 4610~7827kJ/kg;平均含水率为 53.10%,变化范围为 47.27%~56.08%;平均堆集密度为 0.41t/m³,变化范围为 0.38~0.42t/m³。垃圾成分见表 5.5-8。

表 5.5-8 垃圾设计参数元素分析

元素名称	干基元素分析 (质量分数,%)	元素名称	干基元素分析 (×10 ⁻⁴)
C	39.53	Hg	0.18
H	6.92	Cd	1.16
N	0.83	Pb	65.31
S	0.21	F	30.72
O	20.84	Cr	30.72
Cl	0.43		

(2) 工艺流程与主要设备。

1) 焚烧炉与余热锅炉。该垃圾发电厂一期工程设两台 520t/d 垃圾焚烧炉,配套安装 2 台 47.46t/h 余热锅炉及 1 台 22MW 汽轮发电机组。焚烧炉采用日本三菱 MHI/Martin 垃圾焚烧处理技术,炉排为日本三菱马丁机械炉排,垃圾焚烧炉与余热锅炉并排布置。锅炉为单锅筒横置式自然循环锅炉,额定垃圾处理量为 520t/d,额定设计热负荷为 39MW,点火燃料为 0 号轻柴油和丙烷,点火方式为自动高能电子点火,一次风温度 260℃,二次风温度 20℃。

余热锅炉由日本三菱 MHI/Martin 设计,杭州锅炉集团有限公司生产,锅炉型号为 SLC 450-6.5/450,额定单炉蒸发量 47.46t/h,主蒸汽压力 6.5MPa (表压),主蒸汽温度 450℃,锅筒工作压力 6.8MPa (表压),给水温度 125℃,排污率小于 2%,设计热效率 82%。锅炉采用一体化余热锅炉,炉型为逆流式,烟气流经主炉膛、U 形燃尽室、屏式受热面、二级过热器、一级过热器、末级过热器、二级省煤器、一级省煤器、旋流喷射反应塔、布袋除尘器、引风机后经烟囱排向大气。空气预热器采用两级蒸汽加热,并采用蒸汽吹灰,如图 5.5-15 所示。

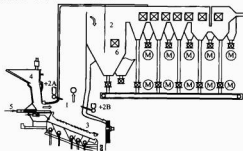


图 5.5-15 李坑垃圾焚烧发电厂焚烧炉流程图

1—炉膛；2—余热锅炉；3—炉排；4—垃圾进料斗；
5—垃圾给料机；6—保护性蒸发器

2) 烟气基本参数。烟气基本参数见表 5.5-9。

表 5.5-9 烟气基本参数

项 目	单 位	数 值
一次风流量 (标准状况下)	m ³ /h	54 660
一次风温度	℃	250

续表

项 目	单 位	数 值
二次风流量 (标准状况下)	m ³ /h	18 220
二次风温度	℃	22
烟气体积流量 (标准状况下)	m ³ /h	88 630
燃烧温度	℃	915
烟气中水蒸气含量 (质量百分比)	%	12.16
氧含量 (体积百分比)	%	9.45
烟气密度 (标准状况下)	kg/m ³	1.24

3) 烟气净化处理系统。烟气净化处理系统采用新加坡 SKG-KPC 处理线,共两条,标准状况下处理烟气流量为 100 000m³/h,净化工艺为半干法—SNCR+喷雾反应器+活性炭石灰浆喷射+布袋除尘器,脱酸采用喷雾反应塔内喷活性石灰浆,脱硝采用焚烧炉内喷射尿素溶液,脱毒采用烟道内喷活性炭,除尘为布袋除尘,飞灰及反应生成物固化处理。半干法反应塔的主要设备参数见表 5.5-10,布袋除尘器的主要设备参数见表 5.5-11,按设计要求烟气净化后的污染物排放量见表 5.5-12。

表 5.5-10 半干法反应塔的主要设备参数

设 备	单 位	技术规格
喷雾反应器		见喷雾反应塔示意图
数量	座	2
制造商		NORMS 或同等
直径	m	9.5
高度 (圆柱形上半部分)	m	10
高度 (圆柱形下半部分)	m	9.4
厚度	mm	12
烟气入口最大/最小设计温度	℃	250/170
烟气出口最大/最小设计温度	℃	250/140
材料		St. 37.2
烟气停留时间	s	21 (91, 979m ³ /h) 19 (101, 196m ³ /h)
喷雾水		
最大/最小	m ³ /h	2.5 (冷却水) + 3.5 (石灰浆)
温度	℃	20
喷雾器		
类型		旋转式
数量	套	2
直径	mm	80.3
压缩空气		
压力	kPa	600
标准状况下消耗量	m ³ /h	6
产品出料装置		链式输送机+气动破石器 140℃

表 5.5-11 布袋除尘器的主要设备参数

设 备	单 位	技术规格
布袋过滤器		
数量		每套 6 个
布袋数量	个	1428
每行布袋数量	个	17

续表

设备	单位	技术规范
布袋尺寸(直径/长度)	m/m	0.127/4.5
行间距	mm	175
袋间距	mm	165
每袋过滤面积	m ²	1.795
每套除尘系统的总过滤面积	m ²	2563
材料		PTFE
最大允许操作温度(连续)	℃	250
布袋清洁方式		压缩空气脉冲
压缩空气压力	MPa	0.6
除尘器压力损失	Pa	1300~1800
设计压力	Pa	—6500
最大漏风率	%	2
外壳材料		St. 37.2
隔热层厚度	mm	最少 130
外壳最低温度	℃	平均比烟温低 5℃
料斗		
数量		每套 6 个
隔热层厚度	mm	最少 130
角度		<30°
气动破桥器		每个料斗 4 个
旁路阀		气密双蝶阀

表 5.5-12 烟气净化后的污染物排放量

排放物	单位(标准状况下)	数值	备注
粉尘	mg/m ³	10	测定平均值
HCl	mg/m ³	50	小时平均值
HF	mg/m ³	2	小时平均值
SO ₂	mg/m ³	100	以 SO ₂ 计
NO _x	mg/m ³	200	以 NO _x 计
CO	mg/m ³	100	小时平均值
NH ₃	mg/m ³	10	小时平均值
Hg	mg/m ³	0.1	测定平均值
Cd	mg/m ³	0.1	测定平均值
Pb	mg/m ³	0.2	测定平均值
二噁英	ng-TEQ/m ³	0.1	

(3) 调试及运行情况。燃烧调整后焚烧炉部分参数设定见表 5.5-13, 满负荷运行主要参数见表 5.5-14。

表 5.5-13 燃烧调整后焚烧炉部分参数设定

参数名称	单位	1号炉	2号炉	备注
炉排速度	%	40	38	炉排速度和給料速度用来配合调整垃圾料层厚度, 实际要根据燃烧情况进行相应调整
給料速度	%	50	53	
給料行程	mm	450	460	給料行程用来调整每次投入垃圾量, 实际要根据燃烧情况进行相应调整

续表

参数名称	单位	1号炉	2号炉	备注
一次风温	℃	260	260	—
一次风压	kPa	4	4	—
FD挡板设定	%	72/72/72/40/40	70/70/70/40/40	实际要根据燃烧情况进行相应调整
标准状况下二次风量	m ³ /h	7500	9000	—
反应塔入口氧量	%	5~9	5~9	由于垃圾炉的焚烧特性, 氧量波动大
炉膛负压	Pa	-20	-20	—
蒸汽流量	t/h	44	44	实际过程中蒸发量在 35~48t/h 间波动, 并且实际情况中蒸发量的设定要根据燃烧情况调整减小热负荷波动量

表 5.5-14 满负荷工况下运行试验结果

参数名称	单位	1号炉		2号炉		保证值
		DCS数据	实际测量值	DCS数据	实际测量值	
主要辅机电耗	kW	—	497.73	—	—	≤600
SNCR系统耗水量	t/h	—	0.65	—	—	≤7
尿素消耗	kg/t	—	1.21	—	—	≤2.8
标准状况下废气中CO排放量	mg/m ³	—	13.7	—	13.3	≤100
标准状况下NO _x 排放量	mg/m ³	—	177.7	—	139.4	≤200
排烟氧量	%	7.4	7.8	6.6	7.4	参考值
垃圾处理量	t/h	23.18	—	23.06	—	≥21.63
炉膛温度	℃	914	826.7	930	846.7	≥850
烟气炉内停留时间	s	2.48	—	2.65	—	≥2
炉渣中可燃物	%	3.18	—	2.65	—	≤5
热负荷变化率	%	-7.9~+4.3	—	-2.9~+4.8	—	±20
一次风温	℃	260	—	257	—	≥200
二次风率	%	8.1	—	11.4	—	≤34
主蒸汽温度	℃	450	439.5	447	446	450±5
主蒸汽压力	MPa	6.51	—	6.52	—	≥6.5
蒸发量	t/h	41.8	—	41.4	—	≥41
过热器进口烟温	℃	471	—	474	—	≤630
省煤器出口烟温	℃	190	192.8	192	196.5	190(±5/-10)
锅炉效率	%	82.898	—	83.173	—	82
辅助燃油消耗	kg/t	0	—	0	—	0

注 资料来源: 广东省电力试验研究所调试报告, 2006。

6.1.2 阿姆斯特丹垃圾焚烧发电厂

(1) 阿姆斯特丹垃圾焚烧发电厂概述。改造后的阿姆斯特丹垃圾焚烧发电厂于 1993 年投产, 处理垃圾量为 25~

30t/h, 总量为 765 000t/a。其中, 家庭垃圾 507 000t/a, 中小企业垃圾 195 000t/a, 大件垃圾 63 000t/a。家庭垃圾热值平均为 8750kJ/kg, 如果对垃圾进行进一步分拣, 发热值可提高到 10 500kJ/kg。配高压汽轮机发电机组, 所发电量的 80% 并入电网, 厂用电率为 20%。

(2) 工艺技术与主要设备。该厂有 4 条生产线, 每 2 条线为一个整体, 正常生产中烟气净化的辅助设备交叉连接, 可在一台关闭情况下减轻负荷运行。

1) 焚烧炉。焚烧炉水平放置, 采用“逆向上送燃料炉排”, 有 3 条轨道, 分固定和移动炉排 2 种。每条轨道分 4 个区, 干燥 (低温干燥点火) 焚烧 (两区) 和燃烬。设计中考虑了降低二噁英的措施: 垃圾中有机物在燃烧室中全部燃烧; 烟气在高温区停留时间大于 2s; 排烟温度不低于 200℃。

2) 余热锅炉。余热锅炉直接与焚烧炉相连, 锅炉自然循环, 由 3 个空腔辐射部件和 1 个水平对流管束组成。末级过热器寿命为 20 000h, 燃烧室和第一个空腔室中侧墙用 SIC 板和耐热材料, 以保证完全燃烧。火焰室烟气在 850℃ 时最低停留时间为 3.5s。

3) 汽水系统。新蒸汽压力 4.3MPa, 新蒸汽温度 415±5℃, 给水温度 138℃。4 个锅炉同时运行最大蒸发量 300~332t/h, 每 2 台锅炉为一组, 每组排污率 0.5%。凝结水从 33~105℃ 分两级加热。除氧器用 0.38~0.51MPa 的蒸汽加热。安装了 3 台给水泵, 其中, 2 台用汽轮机驱动, 备用泵用电驱动。新蒸汽温度通过 2 个喷水减温器调节至要求的 ±5℃。

(3) 环保措施。阿姆斯特丹垃圾焚烧发电厂主要采取的环保措施有:

1) 烟气净化系统组成。烟气净化由初步净化、湿式净化、除去二噁英设备等组成。初步净化, 即干式烟气净化, 由 1 台预选器、1 台喷雾吸收器和 1 台三电场除尘器组成; 湿式烟气净化由 1 台带吸收洗涤器、1 个带烟气冷却的洗涤器和 1 台用于烟气的电力文丘里洗涤器组成, 通过往燃烧室喷氨除臭, 多余的氨水通过洗涤器洗出, 可再回收。

2) 半干式烟气净化。半干式烟气净化由 1 台预选分离器、1 台喷雾吸收器和 1 台电除尘器组成。从预选分离器来的烟尘作为再生产品重新利用。通过喷水稀释石灰生产石灰乳, 喷雾器圆盘转速可达 10 000r/min。烟气通过可调节管道进入喷雾除尘器上端, 旋转进入除尘器。烟气和石灰乳充分混合, 气体杂质如 HCl、SO₂ 和重金属被吸附, 与石灰反应生成钙盐。固体颗粒干燥和反应流程结束后, 进入反应器。为了增加石灰乳, 喷进烟气净化器的水成雾状, 用来降低烟气温度。为减少二噁英排放, 干式烟气净化器还加入活性炭。

3) 湿式烟气净化。湿式烟气净化由 2 台洗涤器和 1 台电力文丘里洗涤器组成。在第 1 台洗涤器中, 把烟尘颗粒及有害气体 HCl、HF 和过量的 NH₃ 洗出来。第 2 台洗涤器的主要作用是分离 SO₂ 和冷却烟气, 出口处烟气通过高效片状水滴分离器进入电子数字处理分配箱。通过加 NaOH 溶液, 将洗涤水中和, 避免在串联蒸馏塔中生成石膏。在蒸馏塔中回收金属汞, 设有氧化段将废水中的 SO₂ 氧化。将通过烟气冷却的水作为补给水。湿式洗涤器后面的引风机可调节燃烧室的负压, 风机后面接冲洗装置, 安装了盘式水滴分离器和消声器。每一组均安装了废水处理设备以免重金属又回到烟气中。废水处理的工艺流程为: 中和→重金属沉降→凝结→沉析→沉降分级脱水→湿式压滤机。净化过的烟气从隔离通道进入烟囱排入大气。为抑制 NO_x 用

5% 的氨水直接往锅炉火焰室喷氨, 共有 3 个喷嘴, 高温下氨与 NO_x 在烟气中反应, 生成氨气 (NH₃) 和水, 在湿式洗涤器中配备有效的氨和悬浮微粒分离器。

4) 飞灰和底渣。预分离出来的飞灰送往中间料仓干燥或加湿 (堆放), 用卡车运走。电除尘的烟气净化废渣用气动方式送到料仓, 要保证不使料仓出现凝结, 在底部有强制出料装置。为不产生扬尘, 废渣在螺旋搅拌器中加湿。加湿烟气净化废渣使用的废水主要来自湿式烟气净化装置。全部废渣运都由中央控制室控制。湿式压滤机的泥浆装在集装箱中送出。

底渣首先集中到渣仓, 必要时进行堆放和给渣卸料系统加料, 渣被送到附近的渣处理厂加工成铺路用材料。渣处理还包括出铁块和控制重金属, 并生产可销售的有色混合物料。1t 垃圾含有废渣: 渣 280kg, 用于铺路; 废铁和其他有色金属 55kg, 用于废钢铁处理。

6.1.3 深圳市市政环卫综合处理厂

(1) 深圳市市政环卫综合处理厂概述。该厂位于深圳市罗湖区, 1985 年从日本三菱重工引进 2 台处理能力为 150t/d 的垃圾焚烧炉。1988 年 11 月正式投产, 是我国第一座现代化垃圾焚烧发电厂。该厂于 1996 年又完成了以国产设备 (杭州锅炉厂生产) 为主的 3 号炉扩建工程, 并配套和完善了发电系统, 提高了系统热效率和发电能力, 降低了运营成本。深圳市的垃圾水分为高、热值低, 低位发热值约 5000kJ/kg, 故对焚烧炉的设计制造要求较高。

(2) 工艺流程与主要设备。该厂主要设备及工艺流程如下:

1) 焚烧炉。焚烧炉是马丁式炉排——倾斜往复炉排。单台垃圾处理量为 150t/d。炉排与水平面成 26° 夹角, 炉宽约 3m, 炉床长约 6.5m, 燃烧空气从炉排下方送入, 通过炉排片的间歇运动, 使垃圾均匀移动, 同时对垃圾搅拌和破碎, 增加了透气性, 便于空气与垃圾充分混合, 改善了燃烧条件。炉膛烟气温度控制在 850~950℃。

2) 余热锅炉。设计蒸汽参数为: 1.6MPa 饱和蒸汽, 最大蒸发量 16.5t/h。按深圳垃圾质量和运行情况, 锅炉蒸发量约 14t/h。除蒸汽式空气预热器、除氧器和静电除尘器、灰斗伴热以及附近的热用户需要用少量蒸汽外, 蒸汽主要用来发电, 多余的蒸汽则通过高压蒸汽冷凝器冷凝回收。

3) 热力系统。机炉配置采用母管制, 蒸汽汇集在分汽缸供汽轮机发电机组和其他设备用汽。高压蒸汽汽轮机入口设有调节阀, 根据系统压力变化自动控制高压阀的开启, 让多余的蒸汽进入高压蒸汽汽轮机, 以保持系统压力的稳定。凝结水汇集于凝结水槽, 由除氧器水泵抽至除氧器, 除氧后再由给水泵加压后进入锅炉。

汽轮机发电机组的功率为 500kW。单炉运行时, 全厂动力消耗不到 400kW, 尚有 100kW 送入电网。两炉同时运行时, 全厂动力消耗约 750kW, 不足部分则由电网补充。

经过对原来 2 台锅炉进行加装过热器改造, 热能回收利用工艺得到了以下方面的改善: 原炉和蒸汽加热成为过热蒸汽 (1.3MPa, 340℃), 提高了蒸汽的做功能力, 单台锅炉发电能力增加 3 倍; 淘汰原有 500kW 饱和蒸汽发电机组, 新增 1 台 3MW 蒸汽式过热蒸汽发电机组, 使系统的发电能力增加 6 倍; 为适应垃圾焚烧炉蒸汽发生量波动的特性, 将主蒸汽压力的旁路调节方式改为汽轮机前压力调节方式, 使所有的蒸汽都用来发电, 效果良好。

4) 静电除尘器。静电除尘器的主要参数如下: 卧式 16/6/1×6/0.3; 流通面积 30m²; 标准状况下处理烟量 30 000m³/h;

设计除尘效率 98.75%；允许工作温度 200~300℃。

(3) 技术经济与环境指标。总投资 4700 万元（包括厂外道路等市政设施费用），处理能力 300t/d，单位处理能力投资 16 万元/t，运行成本 1989 年测算为 24.62 元/t，1990 年测算为 23.33 元/t。

深圳市环境保护检测站曾对该厂进行环境监测和烟气、水质分析，结果表明，全厂总体噪声达到国家标准，二氧化硫、氮氧化物、飘尘等总悬浮物的日均浓度和任何一次浓度均达到一级大气标准，但氯化氢日均浓度超标。烟气气测结果为：烟尘—96.9mg/m³；SO₂—13.87mg/m³；NO_x—211.46mg/m³；HCl—34.23mg/m³；CO—20.0mg/m³。

6.1.4 上海浦东新区生活垃圾焚烧发电厂

(1) 浦东新区生活垃圾焚烧发电厂概述。该厂位于浦东新区与南汇县交界处御桥工业小区西北角，占地约 8hm²。处理能力 1000t/d，2001 年底投运，主要建筑如下：主车间（包括垃圾卸料区、垃圾储存区、焚烧区、烟气净化区、汽轮发电区、灰渣储存区等），综合管理楼，磅站，燃料油罐区，上网变电站，污水处理站以及配套的公用设施，总建筑面积约为 22 197m²。垃圾设计热值为 6060kJ/kg，波动范围为 4600~7500kJ/kg。该厂有垃圾焚烧和烟气净化生产线 3 条，汽轮发电机组 2 台。年最大连续运行时间为 8000h，年可向电网供电约 1.1 亿 kWh。

引进设备有自带动力垃圾抓斗；焚烧炉加料器、炉排等关键部件；余热锅炉部分关键压力部件；烟气净化系统的石灰浆雾化器、耐高温滤袋等；工艺流程中的关键风机、泵、控制调节阀和现场分析仪器；全厂生产系统运行的控制软件。

(2) 工艺流程与主要设备

1) 焚烧炉。单台焚烧炉处理能力为 350t/d，炉排形式为 SITY-2000 倾斜往复阶梯式机械炉排，生活垃圾（不包括大件垃圾）不用经过任何预处理（指破碎、分类等），可直接进行焚烧，适应低热值、高水分垃圾的焚烧，在设计热值及处理规模范围内基本不用添加助燃油，便可保证焚烧炉内温度高于 850℃，燃烧烟气在高温区停留 2s，以彻底分解去除类似二噁英、呋喃等有机有害物质，使焚烧对大气的影响降到最小程度。同时，为确保夏季处理低热值垃圾时也能达到上述处理指标，焚烧炉配有辅助燃油系统。

2) 余热锅炉及其他系统。锅炉形式角管自然循环锅炉，单台锅炉蒸发量 29.3t/h；单线烟气量 70 000m³/h；汽轮发电机组额定功率 8.5MW。锅炉进水温度提高至 130~135℃，焚烧炉一次风进口温度达 220℃，从而使整个工艺可获得较高的效率，尽可能多的发电上网，提高经济运行效益。采用 DCS 集散系统，使生产控制达到现代化水平。烟气净化工艺中预留了脱氯装置接口，现有的半干法十布袋除尘工艺配置，可适应更高的环保要求。

(3) 经济环境指标。工程总投资估算为 66 915.04 万元，利用法国政府贷款 3017 万美元（按 1:8.3 折合人民币 2.5 亿元）。其中，设备费用（包括引进设备）约占总投资的 46%。该项目处理垃圾 365 000t/a，按工厂运行寿命 30 年及国内配套人民币由浦东新区财政无偿投入测算，每吨垃圾处理总成本，随外汇还本利息的费用从投产初期约 250 元/t，逐年递减，30 年平均垃圾处理成本约为 150 元/t。运营成本约为 100 元/t（未考虑辅助燃油消耗）。

6.2 LFG 发电工程实例

6.2.1 杭州天子岭垃圾填埋场工程概况

1992 年，建设部城建研究院进行了国家“八五”攻关

“填埋气体输导回收与利用”专题研究，杭州天子岭垃圾填埋场是该专题的依托工程；1998 年，该填埋场 LFG 发电厂建成投运，成为我国第一个 LFG 发电示范性工程。该填埋场位于杭州市北部郊区，呈峡谷形，总占地面积为 16 万 m²，处理垃圾量为 1200~1400t/d。垃圾填埋场于 1991 年投入运行，起始作业面标高 54m，填埋作业持续到 2004 年，作业面标高 165m，总填埋能力为 600 万 m³，最深处可达约 50m。设计能力为处理垃圾 1288t/d，即 47 万 t/a，实际填埋量为设计的 70%。由于运输、回收等多种原因，天子岭的填埋物组分与杭州市生活垃圾组分略有不同，有机物的比例较无机物略高。考虑到填埋场的产气能力及未来几年间的发展，以及其作为在中国的第一座填埋气体商业利用项目的特殊地位，采取一次规划，分步实施建设方案，以气定电，确保机组能投入发电。杭州天子岭第一填埋场 2007 年封场，垃圾总填埋量为 800 万 t，第二填埋场已开始投入运行，处理能力为 2400t/d。

6.2.2 LFG 发电机组容量及机型选择

填埋气体流量约为 30 000m³/d，因此先期投入 2 套 970kW 机组，并在厂房西面留有扩建场地，以便将来填埋场区扩大、供气量增加时，安装其他机组。产气量不断增加，到填埋场关闭时，产气量达到设计峰值，约为 124 000m³/d，电力生产能力超过 5.0MW，需安装同类型机组 6 台。

发电机组采用美国 Caterpillar 公司生产的 G3516LE 型燃气机。总部设在伊利诺伊州皮奥利亚的 Caterpillar 公司是世界上最大的施工和矿山设备生产商以及柴油发动机、天然气发动机和工业燃气轮机生产厂。该机组的气缸、曲轴、衬瓦和连杆与高负荷的 Caterpillar 柴油机通用，保证了在较低的燃气机负荷下有更长的使用寿命，并具有适合多种气态燃料、较低的废气排放、油路具有较低的温度、可防止积炭等优点。

初步设计时，标准状况下填埋气体流量：20 000m³/d；低热值 LHV：17.67MJ/m³；高热值 LHV：19.6MJ/m³；硫化氢：25ppm/L；挥发性有机物：950ppm/L；含水量：饱和；电力输出：1400kW。

机组型号：G3516LE；转速：1500r/min；吸气：涡轮增压以后冷却；排气温度 428℃；气缸数 16；缸径 170mm；冲程 190mm；压缩比 11:1；质量 11 813kg；NO_x 排放量 2.68g/kWh；发电机电频率 50Hz；发电机额定输出功率 970kW；发电机额定电压 400V；发电机转速 1500r/min。

6.2.3 LFG 发电工艺流程

LFG 发电工艺流程见图 5-16。据测算，天子岭垃圾填埋物产生 LFG 的回收率约 70%，可回收 LFG 9657m³/d，通过打垂直气井，可回收 LFG 19 131m³/d。该 LFG 的成分为：54.4% 的甲烷，34.1% 的二氧化碳，另外还有 10% 的氮气和 1.3% 的氧气。由于垃圾含水率较高（40%~50%），垃圾内部的透气性差，从商业利用的角度而言，所打的竖井的井距需限制在 50m 以内，竖井井口的平均温度在 40℃；填埋回收气体为水蒸气所饱和，因此回收系统还考虑了冷凝水的收集和向反渗透处理系统排放。

LFG 的收集：填埋气体垂直收集井数为 10~15 个；井距为 40~50m；标准状况下抽气泵抽气量为 1000m³/d；应急火炬 20 000m³/d。

LFG 处理：LFG 将处理到完全满足燃气发动机的要求，规格化的处理系统被安装在一个完整的集装箱内，以便于现场安装和工厂。

LFG 发电：LFG 收集处理后经净化送入 2 台燃气轮机，

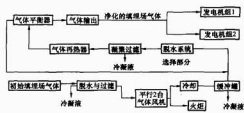


图 5.5-16 天子岭 LFG 发电系统工艺流程

就地发电并网。

6.2.4 技术经济指标

(1) 投资。该 LFG 发电工程设计寿命为 20 年，24h 连续运行，运行时间占全年时间的 95%。工程设计总投资 2075 万元。其中，设施建设费 1660 万元，技术费 415 万元，初始投资见表 5.5-15。

表 5.5-15 天子岭垃圾填埋气利用工程初始投资表 (1995 年价格)

项目名称	费用 (万元)
征地及平整费用	7.5
土建工程	45
焚烧火炬	5.8
发电机组及风机	931
自控系统及测量仪器	120
零部件、配件及工具	257
安装	105
办公设备、交通工具	30.7
技术投入	415
其他	158
合计	2075

(2) 运行费用。工程运行费用包括人工、动力、设备维修检测等。项目运行费用见表 5.5-16。

表 5.5-16 天子岭垃圾填埋气利用项目运行费用表 (1995 年价格)

项目名称	费用 (万元)
动力、水费等	65
维护及维修费	105
工资、奖金	30
管理费及其他	10
合计	210

(3) 效益。该项目中 LFG 发电后直接上网，分峰谷电价，预定电价如下：14h 峰值电价为 0.63 元/kWh；10h 非峰值电价为 0.17 元/kWh；平均电价为 0.438 元/kWh；年销售收入为（税前）510.69 万元。

6.3 大型垃圾焚烧工程循环半干式尾气净化技术应用

6.3.1 循环半干式垃圾焚烧尾气净化技术

垃圾焚烧尾气净化可分为四类，即湿法、喷雾半干法、干法、循环半干法。循环半干法能适应污染物浓度范围较宽，采用增湿灰循环脱酸技术，无须制浆系统，外置式低压喷嘴，避免浆液干燥不均匀、反应塔内易结垢堵塞、文氏管表面易崩陷沉降等现象，性价比较好。

循环半干法的特点是：利用垃圾灰的多孔性作为吸收剂消石灰的吸附载体，此混合灰又作为工艺冷却水的载体。在一个三相混合单元中，达到消石灰、水、垃圾灰的最佳

混合并潮解，然后混合物进入反应器，灰表面水分蒸发，烟气温度降低，碱性组分与尾气中的酸性组分反应达到高效脱酸的目的；对的二噁英、重金属等痕量有毒组分则通过喷加活性炭，加布袋除尘器以高效吸附脱除。

尾气净化系统的整个装置由吸收剂、吸附剂、水的储存及加料系统，反应系统，除尘系统，循环及出灰系统，控制系统 5 个部分组成。

(1) 吸收剂、吸附剂、水的储存及加料系统。吸收剂为粉体 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ，要求 100% 粒径在 200 目 (74μm) 以下，纯度大于 75%；吸附剂为粉体活性炭，常用木质活性炭，吸附剂用高压风机吹入布袋除尘器入口；在装置现场设有水箱及水泵，保证喷嘴入口压力为 0.3MPa，水的质量要求水量减少悬浮物浓度及易造成硫耗剂消耗增加的 Cl^- 、 SO_4^{2-} 等酸性离子的浓度。

(2) 反应器。反应器是矩形或圆形的局部内循环及浓相输送床组合式反应器，内部设有灰分散装置，循环灰入口处设有特殊防磨衬材，节流喉部有负荷调节器，底部有出灰器。

(3) 除尘系统。根据 GB 18485—2001《生活垃圾焚烧污染控制标准》的要求，垃圾烟气除尘器必须是布袋除尘器，选配的是分室脉冲离线清灰布袋除尘器，滤料有 Rytan、Gore-Tex 等。为保证布袋寿命，入口前加设有旋风除尘器，旋风后喷加活性炭系统的旁通设在旋风除尘器之后，布袋收集的飞灰经气化槽汇总后与消石灰、水一起在特制混合单元中混合，制成最佳灰/水比的增湿灰去反应器，实现高效脱酸。

6.3.2 循环半干式尾气净化技术应用

我国开发的循环半干式垃圾焚烧尾气净化技术已应用于多项工程，以下介绍在 3 个厂的应用情况。

(1) 绍兴垃圾焚烧发电工程。工程主要设计参数如下：垃圾处理量 2400t/d；烟气进口温度 167℃；锅炉出口设计烟气流速 127000m³/h； SO_2 （湿态、标准状况下）600~1000mg/m³；HCl（湿态、标准状况下）200~300mg/m³；HF（湿态、标准状况下）<20mg/m³；二噁英 <10ng (0.2TEQ)/m³；烟尘 21.5g/m³。飞灰中的重金属含量测试数据见表 5.5-17。

表 5.5-17 飞灰中的重金属含量测试数据

监测内容	含量 (mg/L)	监测内容	含量 (mg/L)
铜	<0.2	总铬	<0.5
铅	<1.0	镍	<0.05
锌	<0.05	砷	<0.002
六价铬	<0.004	汞	<5.0×10 ⁻⁵
pH 值	8.5		

(2) 南海环卫垃圾焚烧发电工程。工程主要设计参数如下：垃圾处理量 2×250t/d；烟气进口温度 200℃；锅炉出口设计烟气流速 45 000m³/h； SO_2 （湿态、标准状况下）500mg/m³；HCl（湿态、标准状况下）1500mg/m³；HF（湿态、标准状况下）50mg/m³；烟尘 5~10g/m³。

(3) 河南安阳垃圾焚烧发电工程。工程主要设计参数如下：垃圾处理量 3×350t/d；烟气进口温度 161℃；锅炉出口设计烟气流速 84 754m³/h（干态、标准状况下）； SO_2 （干态、标准状况下）1200mg/m³；HCl（干态、标准状况下）1000mg/m³；HF（干态、标准状况下）10mg/m³；烟尘 30.58g/m³。

第6章 生物质发电的环境性和经济性

1 生物质发电的全生命周期评价

1.1 全生命周期评价的意义

生物质发电作为生物质能利用的一个主要途径,可以缓解人类对化石燃料的过分依赖,大大减少二氧化碳、硫化物和氮氧化物的排放,为保护生态环境发挥重要作用,这已在国内外达成共识。然而,在发展生物质能利用的过程中,这种显见的环境效益并没有转化成为一种量化的指标在定价机制和市场推广中体现出来。在比较发电成本时,人们仍然用传统的技术经济方法把可再生能源发电与常规能源发电放在同样的价格机制下评价,这种评价机制对可再生能源发电技术显然是不公平的。

生物质作为可再生能源,从植物通过光合作用固定二氧化碳转化为生物质能,到生物质转化为电能、释放出二氧化碳这个过程来看,生物质发电是一个碳循环的温室气体零排放过程,但是,生物质转化过程中伴随着额外的能量消耗,不科学的转换技术也可能使生物质发电过程的能源转换效率降低,同时产生污染物排放。另一个值得关注的问题是,为了提高生物质利用对我国能源供给的贡献,通过种植能源作物扩大生物质资源量、降低生物质原料的成本已演变为议事日程;生物质发电的全过程将从起始于农林废弃物延伸到能源作物种植。由于能源作物的种植过程需要消耗水、化肥、燃料(农机动力)等资源,而这部分消耗在生物质发电全生命周期的物质链、资金链、能源收支中净的贡献如何,我们尚不清楚;种植过程中化肥使用污染、土壤翻耕、水田种植引起的温室气体排放等也有成为生物质发电的环境影响源,作为今后大规模发展的生物质发电技术,以上各个环节的合理衔接、优化集成以及评价是极为必要的。

采用全生命周期评价方法对生物质发电产生环境影响进行全面、客观、科学的分析与评价越来越受到重视。针对生物质发电技术正处于从工业示范向商业化推广发展的关键阶段,全生命周期评价的范围覆盖了生物质发电全生命周期,包括相关的水上游产品生产、废物处理等过程,而且不仅对环境的影响,同样对全生命周期各环节的能源、物流和排放物进行全面的分析和收支核算,从而找出生物质发电全过程中降低发电成本、提升环境效益、控制排放污染的关键技术突破点和要素控制点所在,力争生物质发电系统实现能量利用最大化、生产成本最小化以及环境效益最大化,同时为生物质能开发利用的环境效益成本化以及支持政策制定提供科学、量化的决策依据。

1.2 生命周期评价方法学

随着环境保护意识的提高和对产品生产与消费中可能伴随的影响的进一步了解,人们希望建立一些方法来更好地认识和减少这些影响。生命周期评价(Life Cycle Assessment, LCA)就是出于这一目的而发展起来的一门技术。

1.2.1 生命周期评价的定义与框架

根据国际环境毒理学和化学学会(Society of Environ-

mental Toxicology and Chemistry, SETAC)的定义,LCA是对某种产品系统或行为相关的环境负荷进行量化评价的过程。它首先通过辨识和量化所使用的物质、能量和对环境的排放,然后评价这些使用和排放的影响。评价包括产品或行为的整个生命周期,即包括原材料的采集和加工、产品制造、产品营销、使用、回用、维护、循环利用和最终处理,以及所涉及的所有运输过程。它关注的环境影响包括生态系统健康、人类健康、资源消耗三个领域,而不关注经济或社会效应。

目前,各国际机构已经趋向于采用比较一致的框架和内容表达LCA。1993年,SETAC把LCA描述成4个相互关联的组分组成的三角形模型,它们分别是目标定义和范围界定、清单分析、影响评价和改进评价,见图5.6-1。在1997年颁布的ISO 14040标准中,LCA的实施步骤分为目标和范围定义、清单分析、影响评价和结果解释4个部分,见图5.6-2。



图 5.6-1 生命周期评价的技术框架 (SETAC, 1993)

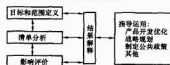


图 5.6-2 生命周期评价的实施步骤 (ISO 14040—1997)

目标和范围定义就是对生命周期评价研究对象与目的给予明确;清单分析是对产品或过程在生命周期内的能源、物流、水、空气、固体废弃物排放的量化过程;由清单分析得到的量化结果,影响评价再进行环境影响、人类健康影响方面的研究分析;改进评价将提出减轻环境负担的解决办法。LCA研究贯穿产品生命全过程——从获取原材料、生产、使用直至最终处置的环境因素和潜在影响。需要考虑的环境影响类型包括资源利用、人体健康和生态后果。

1.2.2 目的和范围的确定

LCA研究的目的中需明确陈述其应用意图,开展该项研究的理由及其沟通对象(即研究结果的接收者)。目标应阐明:依据研究结果将做什么决定,需要什么信息,达到何种细节水平和为了什么目标,特别还要考虑LCA的结果是用于公司内部提高系统的环境性能,还是外部使用,如影响公共政策。

在确定LCA研究范围时,需考虑下列内容并予以明确描述:系统的功能、功能单位、系统边界、数据分配程序、环境影响类型、数据要求、假定的条件、限制条件、原始数

据质量要求等。范围应定义的足以保证研究的广度和深度并与要求的目标一致。

进行生命周期评价,产品系统被描述为一种或多种确定功能的中间产品流联系起来的单元过程的集合(见图 5.6-3)。对产品系统的表述包括单元过程、通过系统边界的输入、输出的基本流和产品流以及系统内部的中间产品流。单元过程之间通过中间产品流和(或)待处理的废物相联系,与其他产品系统之间通过产品流相联系,与环境之间通过基本流相联系,系统环境既是产品系统原料与能源的源,又是其产品和排放物的汇。

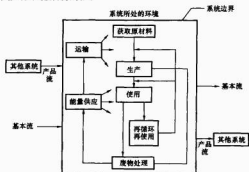


图 5.6-3 生命周期评价的产品系统示例

确定系统边界,即确定要纳入待模型化系统的单元过程。在理想情况下,建立产品系统的模型时,应使其边界上的输入和输出均为基本流。但在许多情况下,没有充足的时间、数据或资源来进行这样全面的研究,因而必须决定在研究中哪些单元过程建立模型,并决定对这些单元过程研究的详细程度。必须决定应予评价的环境排放类型以及评价的详略程度。

LCA 研究需要哪些数据取决于研究目的,可以从系统边界内与单元过程有关的生产现场收集,也可以从公开文献中直接获取或通过计算得到,收集到的数据就是用来量化单元过程的输入和输出,而功能单位则提供了一个在数学意义上统一计量输入输出的基准。数据可归入的主题包括:①能量输入、原材料输入、辅助性输入、其他物理输入;②产品;③向空气、水体、土地的排放以及其他环境因素。数据质量要求主要考虑时间跨度、地域广度、技术覆盖面三个方面。

另外,LCA 研究是一个反复的过程,根据收集到的数据和信息,可能修正最初设定的范围来满足研究的目的。在某些情况下,由于某种没有预见到的限制条件、障碍或其他信息,研究目的本身也可能需要修正。

确定目的和范围是 LCA 研究的第一步也是最关键的一步,它的重要性在于它决定为何要进行某项生命周期评价,生命周期分析的所有阶段都将以目的范围确定为指导。

1.2.3 清单分析

研究目的与范围的确定为开展 LCA 研究提供了一个初步计划,生命周期清单分析(Life Cycle Inventory, LCI)则涉及数据的收集和计算程序。生命周期清单分析包括为实现特定的研究目的对所需数据的收集,它基本上是一份关于所研究系统的输入和输出数据清单。清单分析始于原材料获取,结束于产品的最终消费和处置,它对产品、工艺或活动在其整个生命周期阶段的资源、能源消耗和向环境的排放(包括废气、废水、固体废物及其他环境释放物)进行数据

量化分析,如图 5.6-4 所示,一个完整的清单分析能为所有与系统相关的投入产出提供一个总的概况。



图 5.6-4 清单分析的输入与输出

清单分析将有助于组织综合地认识相互关联的产品系统;通过量化待分析产品系统(分解为单元过程的整个系统)的能流、原材料和向空气、水体和土地的排放(环境输入输出数据),建立该系统环境表现(行为)的基础线;识别产品系统中哪些是能量和原材料消耗最多、排放最突出的单元过程,以进行有目标的改进。

1.2.4 影响评价

在 LCA 中,影响评价是对清单分析中所辨识出来的环境负荷的影响作技术的定量、定性描述和评价。通常,影响评价由以下三个步骤组成,即影响分类、特征化和量化评价。

(1)影响分类。分类过程是将清单分析中的输入输出数据,归到不同的环境影响类型。生命周期评价主要涉及的影响类型通常包括资源消耗、生态影响和人体健康三大类,在每一类下又有许多子类。例如,在生态影响这一大类下有全球变暖、臭氧层破坏、酸雨、光化学烟雾和水体富营养化等子类,见表 5.6-1。环境影响的类型根据其影响的范围可分为全球性影响、区域性影响和局地性影响。全球性影响则包括不可再生资源消耗、全球变暖、臭氧层损耗等;区域性影响则包括可再生资源消耗、酸化、光化学臭氧形成、水体富营养化等;局地性影响则包括人体毒性、水生生态毒性、固体废弃物、烟尘及灰尘等。

表 5.6-1 环境影响分类

自然资源的影响	非生命生态系统的影响	人类健康和生态毒性的影响
可再生资源消耗	全球变暖	慢性职业健康影响
不可再生资源消耗	臭氧层破坏	慢性公众健康影响
能量的使用	光化学臭氧形成	恶臭等感官影响
固体废弃物填埋空间	酸化 大气质量 水体富营养化 COD 和 TSS	水生生态毒性 陆生生态毒性

生命周期各阶段所使用的物质和能量以及所排放的污染物经分类整理后,可作为影响因子,影响因子是指一些能导致某种环境影响的因素。表 5.6-2 给出了一些影响因子的例子和其可能的环境影响。

表 5.6-2 影响因子和其可能的环境影响

影响因子	直接影响	间接影响
酸性物质排放	酸雨	湖泊酸化

续表

影响因子	直接影响	间接影响
光化学氧化物质	烟雾	健康危害
营养物质	水体富营养化	沼泽化
温室效应气体	全球变暖	海平面上升
恶臭化学物	美观	健康危害
有毒化学物	毒性	陆地破坏
固体废弃物	土地使用	健康危害
化学物质释放进入地下水	地下水影响	
石化燃料的使用	资源耗用	
噪 声	人类/生态扰动	生物多样性丧失
施 工	陆地破坏	

(2) 特征化。特征化的目的是将每一个影响类目的不同物质转化和汇总成为统一的单元。特征化的主要意义,就是选择一种衡量影响的方式,透过特定评估工具的应用,将不同的负荷或排放因子在各形态环境问题中的潜在影响加以分析,并量化成相同的形态或是同单位的大小。例如,可以将各种温室气体排放导致温室效应的影响程度统一用 CO_2 的当量来表示。特征化的方法可以应用在单一的影响类别之内,而无法用在不同的影响类别之间。

目前,完成特征化的方法有多种。一种方法是用统一的方式将来自清单分析的数据与无可观察效应浓度或特定的环境标准相联系;另一种方法是试图模拟剂量-效应间的关系,并在特定的场合运用这些模型。这种模型能将 LCI 提供的数据和其他辅助数据,转化成影响的描述,如在 LCI 中 CO_2 和 CH_4 的量可转换成全球变暖潜值。目前,许多工作放在不同影响类型的当量系统 (Equivalency Factors, EF) 的开发和使用上,如全球变暖潜值 (Global Warming Potential, GWP) 和臭氧层破坏潜值 (Ozone Depletion Potential, ODP)。特征化阶段更进一步的发展是对某一给定区域的实际影响量进行归一化,这样做是为了增加不同影响类型数据的可比性,然后为下一步的量化评价提供根据。

(3) 量化评价。量化是确定不同影响类型的相对贡献大小或权重,以期得到总的环境影响水平。经过特征化之后,得到的是单项环境问题类别的影响潜值。评价则是将这些不同类别的环境影响问题给予相对的权重,以得到一个数字化的可供比较的整合性指标,使决策者在决策过程中,能够完整地衡量所有方面的影响。

目前进行评价的方法有分析层次程序法 (Analytic Hierarchy Process, AHP)、愿付价格法 (willingness-to-pay)、多属性效用理论法 (Multi-Attribute Utility Theory, MAUT)、影响分析矩阵法 (Impact Analysis Matrix, IAM)、条件评估法 (Contingent Valuation) 等,但还没有一种是普遍接受的方法。它们都是通过人为主观价值判断的比较,在不违背理性和逻辑思考的原则下,赋予相对价值的权重,权重确定后,则可将此权重结合特征化的结果,得到综合性的评价。

1.2.5 结果解释

国际标准化组织对 LCA 技术框架的定义对改进评价增加了解释部分,由图 5.6-2 可以看出解释与 LCA 其他阶段之间的关系。解释的重要作用是根据清单分析和评价分析的结果,找出在产品相关的整个生命周期阶段中,对环境污染

和影响最主要的阶段和影响因素,从而为研究人员和政策部门提供有效的技术支持。

生命周期解释主要包括三个要素:①基于 LCA 中对 LCI 和 LCIA 阶段的结果识别重大问题;②评估,包括完整性、敏感性和一致性检查;③结论、建议。

重大问题的识别是根据确定的目的和范围以及评价要素的相互作用,对 LCI 和 LCIA 阶段得出的结果进行组织,以便确定重大问题。重大问题可包括:①清单数据类型,如能源、排放物、废物等;②影响类型,如资源使用、温室效应潜值等;③生命周期各阶段对 LCI 和 LCIA 结果的主要贡献,如运输、能量生产等单元过程或过程组。

评估旨在建立并增强包括前一要素中所识别的重大问题的 LCA 或 LCI 研究结果的可靠性和可信性。在评估过程中考虑使用:①完整性检查,即确保解释所需要的所有信息和数据已经获得并且是完整的;②敏感性检查,即通过确定最终结果和结论是否受到数据、分配方法或类型参数结果的计算等的不确定性的影响来评价其可靠性;③一致性检查,即确认假定、方法和数据是否与目的和范围的要求相一致。

结论是通过与重大问题识别过程、评估检查过程的交互作用,反复识别与检查,直至结论一致而得到的。根据研究的最终结论提出建议,向决策者提出的具体建议从结论中逻辑地、合理地生成,并适合于研究的目的和范围。

1.3 生物质发电系统的生命周期评价

1.3.1 评价目的与系统描述

应用生命周期评价方法对生物质发电系统进行评价,一般基于以下几个目的:①建立一个信息基准,这里的信息是关于生物质发电整个系统的资源使用、能源耗用以及环境负担等;②确定生物质发电系统的哪些环节是制约资源、能源消耗和环境排放的关键部分;③与其他的发电模式的投入和产出、排放进行比较;④指导生物质发电的规模化发展,以求资源使用和环境排放最小化。基于不同的研究目的,系统研究范围、评价侧重点也有所不同。例如,Heinz 针对自然风干原料和双季湿原料两种不同原料供给方案,应用 LCA 对生物质发电系统进行环境影响评价,那么这两种原料的获取过程、发电转换过程对环境的影响是需要深入研究的地方。蒋金良等人用生命周期评价方法对生物质气化发电、工业固体废弃物焚烧发电、风力发电、天然气燃气蒸汽联合循环发电等几种电源形式进行经济性与环境影响的比较,论文对这几种发电形式进行了清单分析和污染物排放量计算。总之,在 LCA 的应用过程中,研究范围的确定、清单分析、影响评价、改进评价始终与应用意图相一致。

生物质发电系统的生命周期阶段包括生物质获取阶段、生物质运输阶段、生物质发电阶段,同时还涉及电厂建设阶段,以及相联系的上游过程或其他产品系统 (如图 5.6-5 所示)。



图 5.6-5 生物质发电系统

现以秸秆气化发电为例,单元过程的集合见表 5.6-3,而图 5.6-6 所示为单元过程及其相互关系的过程流程图。

表 5.6-3 秸秆气化发电涉及的单元过程和产品系统

生物质发电系统单元过程	能源生产单元过程	产品生产过程组	运输单元过程
生物质获取阶段	农作物种植 秸秆获取	原煤生产 农药生产	公路运输 管道运输
生物质运输阶段	秸秆运输至电厂	钢材生产 水泥生产	铁路运输
生物质发电阶段	预处理	汽油生产	
	秸秆气化	柴油生产	铝材生产
	燃气净化	燃油生产	铸铁生产
	燃气发电 水处理		
电厂建设阶段	设备、厂房建设		

生物质发电系统本身的单元过程主要通过“生物质流”联系起来,包括农作物种植、秸秆获取、秸秆运输到电厂、生物质在电厂的预处理、气化、净化、发电。废物回收利用过程包括水处理过程;电厂建设过程包括设备、厂房建设过程。这些单元过程通过能源供应、公路运输、设备提供、物资供应同其他“产品流”相联系。所有的过程、系统同环境之间通过能量、资源以及向水、大气、土地排放的“基本流”相联系。

确定系统边界也就是要确定对单元过程跟踪到哪里为止,在研究中对哪些单元过程建立模型,对这些单元过程研究的详略程度如何。理论上应包括从原材料获取到废弃物处理的所有过程,对过程的识别追溯到环境的输入输出。一般情况下,过程越往上游追溯,其影响越小,追溯

到第三级时,影响减弱得就十分明显了。因此,追溯不必超过三级,对总体结论影响不大的输入输出可以忽略不计。有时,系统边界的确定也取决于数据的可获得性。同样以图 5.6-6 所示系统为例,对秸秆获取过程、电厂建设过程的耗电,跟踪到电力生产直至原煤的开采,运输秸秆至电厂所耗的汽油、柴油,一直跟踪到原煤的开采;对电厂建设消耗的钢材、水泥等产品系统包括在研究范围之内,而且,对于钢材生产、水泥生产等基础工业,具有相应的生命周期评价结果可以借鉴和参考;对于运输设备制造过程、农机设备制造过程,认为它距离研究对象太远,对总体结论影响不大,没有包括在研究范围之内。生物质发电厂产生的废物主要是废水及灰分,可以仅就排放废弃物评价,也可以根据各项对 LCA 评价的要点把握不同,将废弃物处理也包含在评价范围之内。

1.3.2 清单分析与解释

研究范围确定后,单元过程和有关的数据类型也就初步确定了。建立清单的过程即在确定的生物质发电系统内,针对每个过程单元建立相应功能单位的输入和输出。清单的建立遵守物质和能量守恒定律,物质和能量平衡可用来验证对单元过程表述的有效性。

(1) 数据收集。清单分析需收集生物质发电系统边界内每一个单元过程要纳入清单中的数据。数据含定性和定量两类, 可归纳为几大主题, 即能量输入、原材料输入、辅助性输入、其他物理输入; 产品; 向空气、水体、土地的排放以及其他环境因素。

数据收集方法主要有以下几种。

- 1) 从公开文献中直接获取或通过计算得到。
- 2) 结合数据获取背景借鉴和采用现有生命周期分析数据库和知识库。

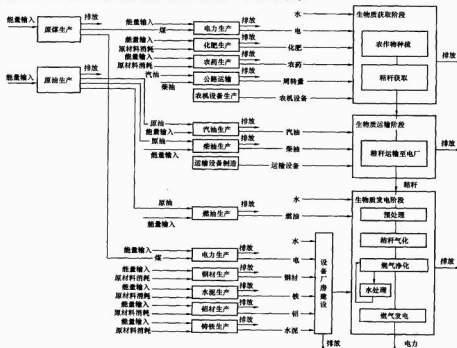


图 5.6-6 生物质发电涉及的单元过程和产品系统

3) 从与各单元过程有关的生产现场、制造商、实验室、政府和其他机构自行收集。

目前,国内有关能源生产、基础工业生产的能源消耗、环境排放的统计数据比较丰富,如有全国的能源统计年鉴、环境年鉴、行业年鉴、地方统计年鉴等可供查询;另外,也有一些相关的LCA研究成果可供借鉴,如清华大学环境工程和中国科学院生态环境研究中心合作建立了中国能源系统清单数据库,该研究成果提供了煤生产、能源运输、洗煤、焦炭生产、原油及天然气生产、炼油、电力生产等能源系统清单分析结果。

同时,国际上已经开发出大量的商业化LCA软件可供使用,以TEAM™软件为例,使用者可以结合应用软件自带的通用数据和实际评价对象的具体数据,并且运用该软件平台对数据进行编辑和建立模型。该软件提供了石化产品和塑料、无机化学品、铜、铝、其他金属、玻璃、纸和纸张、能源转化、运输、废料管理等产品或过程分类模型。各类模型还包括产品、材料生产、能源和运输的单一数据类。

以上提到的可供借鉴的资源,往往借鉴在生物质发电系统涉及的公共系统的清单分析,对生物质发电系统自身的单元过程需要自行清单分析,数据收集更多地依靠生物质发电技术相关文献的检索,或是生物质发电研究机构、示范项目的现场调研,包括研究报告、运行数据或实验数据、论文等。

为获得准确的清单分析结果,数据收集过程要保证数据质量,收集以后要分析数据的有效性。对数据是原始的还是间接的,是测算过的还是模拟的、非测算的,以及数据的年代、地理区域和技术水平要有一个非常明确的了解。

(2) 数据处理。

1) 数据计入。在清单分析过程中,发电系统的净能量

消耗须追溯到上游产品系统,计入能量可分为直接消耗的和间接消耗的。直接消耗的能量为运行某个单元过程及设备所消耗的能量,如电动机设备运行消耗的电能,点火消耗的燃油燃料热;间接消耗的能量包括两部分,一部分是输入到单元过程中的原料所含的不作为能源使用的燃烧热,通过热值来表达。需要指出的是,对于不可再生的原料才计入其燃烧热,它反映的是这类资源的潜在能被系统消耗掉了;对于可再生的原料,不计入它的燃烧热,原因有两点:①可再生燃料的燃烧能量可以恢复,其恢复的速度与消耗的速度相当甚至更快;②评价的时间跨度为生物质发电系统的整个寿命周期,在此期间内可再生资源没有被消耗掉。另一部分为用于生产和输送某个单元过程的原料和能量输入所需的能量。对一个发电厂进行生命周期评价,用其发电量减去发电系统涉及的所有直接能量消耗和间接能量消耗既为该发电系统的净产出值。

2) 数据与单元过程、功能单位的关联。如前所述,单元过程、系统、环境之间都是通过各种流来联系的,清单分析就是为这些流确定一个基准流(如1kg材料或1MJ能量),然后计算出单元过程的定量输入和输出数据,通过基准流实现数据与单元过程的关联,根据流程图和系统边界实现单元过程的相互关联。以电力生产为例,它在生命周期评价中通常作为公共模块,生物质获取、电厂建设都涉及电力生产单元过程,中国电力生产以煤为主,大约占电力生产燃料的90%,因此,对电力生产的清单分析一般考虑了火力发电,火力发电能源消费主要有原煤、洗煤、原油、汽油、柴油、燃料油、天然气等,此例选择1MJ发电量为功能单位,数据基于1990年的能源结构和能源转换效率,1990年火电发电量为4944.8亿kWh,1990年的原油消费中124.6万t用于发电,对原油输入以能量为单位,以1MJ发电量的功能单位进行标准化,通过此类计算得到表5.6-4所列的电力生产输入输出清单结果。

表 5.6-4 生产 1MJ 电力的输入与输出清单

数据类型	量	单 位	转换后	单 位	标准化	单 位
人	原煤	263.2×10^6	t	5.503×10^{12}	MJ	0.327 MJ/MJ
	洗煤	8.74×10^6	t	7.309×10^{10}	MJ	0.810 MJ/MJ
	燃油	9.773×10^6	t	4.087×10^{11}	MJ	0.006 98 MJ/MJ
	原油	1.246×10^6	t	5.210×10^{10}	MJ	0.002 1 MJ/MJ
	柴油	1.245×10^6	t	5.310×10^{10}	MJ	0.009 6 MJ/MJ
	液化石油气	23 000	t	1.154×10^9	MJ	0.000 648 MJ/MJ
	汽 油	92 000	t	4.231×10^9	MJ	0.002 38 MJ/MJ
	焦炉气	6.70×10^6	m ³	1.163×10^{10}	MJ	0.012 8 MJ/MJ
	天然气	7.30×10^6	m ³	2.842×10^8	MJ	0.000 164 MJ/MJ
	铁路运输	9.617×10^9	t · km	9.617×10^9	t · km	— t · km
	公路运输	1.775×10^9	t · km	1.775×10^9	t · km	— t · km
	水	650×10^6	t	6.50×10^{11}	kg	0.015 6 kg/MJ
	电	494.5×10^6	kWh	1.780×10^{12}	MJ	1.00 —
	粉 尘	4.72×10^6	t	4.72×10^{15}	mg	2652 mg/MJ
出	CO ₂	565×10^6	t	5.6×10^{17}	mg	317 000 mg/MJ
	SO ₂	5.1×10^6	t	5.1×10^{15}	mg	2865 mg/MJ
	NO _x	2.58×10^6	t	2.58×10^{15}	mg	1449 mg/MJ
	CO	1.37×10^6	t	1.37×10^{15}	mg	770 mg/MJ
	COD	14 500	t	1.45×10^{13}	mg	8.636 mg/MJ

续表

数据类型	量	单位	转换后	单位	标准化	单位
Pb^{2+}	43.2	t	4.32×10^{10}	mg	0.025 7	mg/MJ
Hg^{2+}	0.9	t	9×10^8	mg	0.000 54	mg/MJ
F^-	8.16	t	8.16×10^9	mg	0.004 86	mg/MJ
油	4650	t	4.6×10^{12}	mg	2.770	mg/MJ
SS	92 000	t	9.2×10^{13}	mg	54.79	mg/MJ
Cd^{2+}	1.60	t	1.6×10^9	mg	0.000 953	mg/MJ
砷	36.9	t	3.69×10^{11}	mg	0.022 0	mg/MJ
灰	14.2×10^6	t	1.42×10^{10}	mg	0.008	mg/MJ
渣	8.41×10^6	t	8.41×10^9	mg	0.004 72	mg/MJ

3) 单元过程数据合并。数据合并是将各单元过程中相同影响因素的数据求和,以获得该影响因素的总量,为系统级的影响评价提供必要的数据。在数据合并过程中,只对涉及等价物质且具有类似的环境影响的数据才进行合并,合并程度要足以实现研究的目的。举个简单的例子,电厂建设主要消耗水泥、铜、铁、铝,这些材料的生产过程消耗的电能是同类物质并具有类似的环境影响,因此它们可以合并。表 5.6-5 给出的是一个子系统工程数据的合并举例。如上所述,电厂建设涉及的钢材生产、铸铁生产、铝材生产、水泥生产系统,耗材的量见表 5.6-5,电厂建设过程消费建筑材料所带来的环境排放主要源于哪个生产过程在表 5.6-6 一目了然。其中,电力生产过程排放包含了钢材、铸铁、铝材、水泥各生产过程耗电排放的总和。

表 5.6-5 电厂建设耗材

电厂建筑材料	水泥	钢材	铸铁	铝材
需求量(kg/GWh)	22 299	8341	97	65

表 5.6-6 电厂建筑材料消耗的排放清单

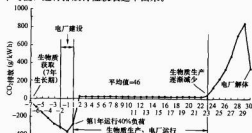
排放物种类	铝材生产	水泥生产	铸铁生产	钢材生产	电力生产
乙醛	1.76	0.00	5.36	59.18	33.69
氨	0.16	0.00	2.83	96.99	0.01
CO_2	0.13	82.76	0.52	10.97	5.62
CO	0.66	82.54	0.25	15.44	1.11
氯化物	190.00	0.00	0.00	0.00	0.00
氟化物	87.00	0.00	0.00	12.78	0.22
非甲烷烃(包括 VOCs)	0.38	0.00	1.81	61.97	35.84
HCl	99.31	0.00	0.00	0.69	0.00
HF	83.03	0.00	0.42	16.55	0.00
H_2S	50.96	0.00	0.00	49.04	0.00
金属物	71.39	0.00	0.00	28.61	0.00
CH_4	3.33	0.00	6.32	65.23	25.12
NO_x	0.21	87.02	0.22	3.41	9.15
N_2O	1.66	0.00	5.08	59.84	33.43
有机物	0.04	97.02	0.14	1.75	1.06
颗粒物	0.40	70.67	0.67	26.98	1.28
SO_2	0.64	63.59	0.48	12.59	22.71
焦油	54.19	0.00	0.00	45.81	0.00
BOD	2.44	0.00	3.84	93.67	0.05
COD	26.74	0.00	12.03	60.89	0.35

注 1) 为表明排放的主要生产过程来源,表中对排放比例大于或等于 30%的数据进行了标注。

2) VOC 为挥发性有机化合物。

4) 时间跨度。进行生物质发电生命周期评价时,时间

跨度是以电厂寿命为基础的。对能流、物流的数据表达有兩種形式:一种是电厂寿命期内的某一年对应的能流、物流值;另一种则是电厂寿命期内的每年平均的能流、物流值。对这两种数据表达形式,下面的例子可以很好地说明各自的特点。Mann 对燃用杂交白杨的生物质气联合循环发电系统进行了生命周期评价,电厂寿命是 30 年,能源作物燃料的生长周期是 7 年,他对这 37 年逐年进行了清单分析,也进行了生命周期内的平均值计算,整个生命周期的 CO_2 排放平均水平为 46g/kWh。图 5.6-7 所示为 Mann 对该系统的 CO_2 排放的曲线描述。通过对系统 CO_2 排放的逐年计算,可以清晰看出,在生物质获取阶段, CO_2 呈负排放,随生物质种植量的增加, CO_2 负排放增强,因为整个生物质发电系统的 CO_2 排放是燃料释放同杂交白杨生产过程吸收的一个综合结果;到了电厂运行阶段, CO_2 正排放开始保持一定水平,而到了电厂寿命的后 7 年,因生物质生产需求逐年减少, CO_2 排放也随之增加增强。由此可见, CO_2 的排在生物质发电系统各个生命周期阶段差异还是很大的,如果只取平均值,这种排放特性就表达不出来。

图 5.6-7 生物质发电系统生命周期内 CO_2 的排放曲线

(3) 清单结果。以生物质气联合燃气—蒸汽联合循环发电系统清单分析为例,该系统的发电输出功率为 113MW,净效率为 37.2%。表 5.6-7、图 5.6-8、图 5.6-9 列出了该研究对象的部分清单分析结果。该系统的输入数据类型分别为能量消耗、资源消耗;系统输出数据类型分别为大气排放、水体排放、固体排放,每一类数据类型都有细化,如大气排放包括二氧化碳、一氧化碳、硫氧化物、氮氧化物等。它以 1kWh 发电量作为功能单位,对系统边界内所有单元过程的等价物质及类似的环境影响的数据进行了合并。系统级清单数据显示,该系统的资源消耗、能量消耗、环境排放大部分都产生在杂交白杨的种植获取阶段。整个生命周期内生物质发电系统不是 CO_2 零排放, CO_2 年均排放量为 46g/kWh,其中 62% 来自生物质种植获取过程, 12% 来自生物质运输过程,其余 26% 来自电厂建设过程。

表 5.6-7

生物质气化联合循环发电系统清单数据

数据类别	数据名称	类别占比 (%)	量 (g/kWh)	生物质发电系统生命周期阶段		
				种植获取阶段比例 (%)	运输阶段比例 (%)	发电阶段比例 (%)
大气排放	CO ₂	66.7	4.59×10 ¹	61.8	12.0	26.2
	CO	0.1	8.30×10 ⁻²	80.9	13.0	6.2
	非甲烷烃(包括 VOCs)	0.9	5.95×10 ⁻¹	11.0	1.3	87.7
	CH ₄	0.0	5.07×10 ⁻²	88.9	4.2	6.9
	NO ₂	1.0	6.86×10 ⁻¹	24.3	3.9	71.8
	N ₂ O	0.0	9.54×10 ⁻²	95.8	2.3	1.9
水体排放	颗粒物	0.1	4.16×10 ⁻²	56.4	8.2	35.4
	SO _x	0.4	3.02×10 ⁻¹	10.6	2.2	87.1
	异戊二烯	30.8	2.12×10 ⁰	100.0	0.0	0.0
	NH ₃	12.2	7.45×10 ⁻³	100.0	0.0	0.0
	溶解物	83.1	5.09×10 ⁻²	79.2	18.6	2.2
资源消耗	固体排放	100	0.63	59.6	4.9	35.5
	能量消耗	100	0.23(MJ/kWh)	76.8	15.6	5.6
	电力消耗	1.69	0.003 9(MJ/kWh)	69.8	6.4	24.0
	原煤	0.1	0.78	67.2	3.9	28.9
	原油	0.5	4.37	79.2	18.5	2.3
资源消耗	天然气	0.0	0.24	95.2	1.7	3.1
	铁矿石	0.1	0.58	84.3	2.8	13.0
	水	94.9	890.83	3.9	0.1	96.0

由上数据表可知,生物质的种植获取阶段所消耗的能源占整个系统能耗(不包括发电转换耗能)的77%。图 5.6-8 显示了种植获取过程的化石燃料消耗在该阶段能耗为最多,占整个系统能耗的 63.6% (占该阶段的 82.8%),该阶段其他主要耗能过程为化肥、农药运输耗能 7.1%,化肥生产耗能 4.7%,农机生产耗能 1.4%、农机回收—0.4%。相应地,在生物质种植获取阶段化石燃料消耗产生的 CO₂ 排放也是最大。如图 5.6-9 所示,生物质种植获取过程中燃油柴油产生的 CO₂ 排放占整个系统 CO₂ 排放的 49.0%,该阶段其他主要的 CO₂ 排放过程依次为化肥农药运输排放 5.4%,柴油生产排放 4.1%,化肥生产排放 2.2%。

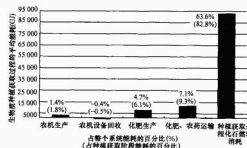
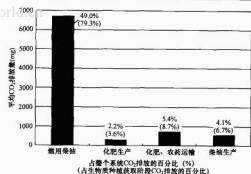


图 5.6-8 生物质种植获取阶段的能量消耗情况

(4) 敏感性分析。清单分析的结果必须根据研究目的与范围对重要输入输出及方法选用的敏感性分析,以认识结果的不确定性。敏感性分析主要用于确定一个模型的输入参数改变后对整个模型结论的影响。

敏感性分析中,通常是在一定范围内改变假定和数据

图 5.6-9 生物质种植获取阶段中 CO₂ 的排放情况

的范围,如±25%,以检查对结果的影响,然后对比两种结果。敏感性可以变化的百分比或以结果的绝对值来表示。在此基础上,结果的重大变化(如大于10%)即可被确定。

下面举例说明采用单参数独立改变的敏感性分析方法,研究对象同为上文提到的生物质气化燃气—蒸汽联合循环发电系统。表 5.6-8 列出了单参数及变化范围。根据参数的变化得到的不同结果可以分析参数变化给整个系统结果带来的影响,从而知道此参数对系统的重要性或敏感性。图 5.6-10、图 5.6-11 所示为 CO₂ 排放量和系统能耗的敏感性分析结果。可以看出,对该系统的 CO₂ 排放和能耗,生物质产量、种植获取过程的化石燃料消费量、生物质运输距离、电厂效率是影响较大的参数,电厂建设消耗材料对系统的 CO₂ 排放结果影响较大。化肥和除草剂的使用量对系统的 CO₂ 排放量和能耗影响不大。

表 5.6-8 敏感性分析单参数及变化范围

参 数	下限情况		上限情况	
	代号	变化幅度 (%)	代号	变化幅度 (%)
生物质产量	A	-33.3	B	16.3
氮肥施用量	C	-44	D	200
磷肥施用量	E	-100	F	100
钾肥施用量	G	-100	H	43.6
氮肥种类(基准情况: 50% 硝酸铵+50%尿素)	J	100(尿素)	I	100(硝酸铵)
除草剂使用量		0	K	50
电厂建设材料使用量	L	-25		—
生物质运输距离		—	M	46
电厂解体废料回收量	N	-33.3		—
化石燃料消费量(种植获取过程)	O	-40	P	50
电厂效率	Q	-5	R	5
电厂运行负荷	S	-15	T	5

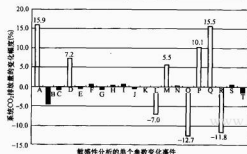
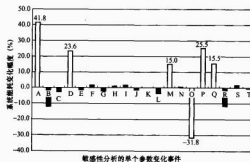
图 5.6-10 系统 CO₂ 排放量的敏感性分析结果

图 5.6-11 系统能耗的敏感性分析结果

1.3.3 影响评价与解释

影响分析评价是根据清单分析后所提供的物料、能源消耗数据以及各种排放数据，对产品所造成的环境影响进行评估。它的重点并不是描述一项产品在其生命周期中实际发生的环境影响如何，而是将清单阶段的负荷和污染排放的资料分配到不同的影响类别中，然后通过一连串特征化的方法，去量化该负荷或污染排放对潜在影响的贡献大小。

影响评价为一个“三步走”的模型，分别是：分类、特征化和量化。

(1) 环境影响类型分类。进行分类的首要工作就在确定个案研究中所要关心的是哪些类别的环境影响，在关心的环

境影响类别确定之后，将清单分析中会造成那些影响的环境负荷或污染排放因子归类到该环境影响类别之下，也就是找出在清单分析中系统输入输出与影响类型的对应关系。一种排放输出或清单输入可能对一种影响类型有贡献，也可能涉及几种影响类型，所以清单分析中的输入和输出要根据环境影响类型进行分类；同时，不同的排放物对同一种影响类型的贡献也是不同的。因此，在一种影响类型中，不同的排放物要按照当量因子统一换算成由一种排放物表示的影响类型单位。

结合生物质发电系统的环境排放与能源、资源消耗的状况，表 5.6-9 给出了生物质发电系统生命周期的环境影响分类及分类指标。影响类型主要考虑了资源消耗和环境污染两个方面，包括对资源的影响、对生态系统的影响、对人类健康的影响。

表 5.6-9 生物质发电系统生命周期的环境影响分类及指标

影响类型	分类指标	单位	清单数据归类
不可再生资源消耗	NRDP	kgFe 当量/kg	铁矿石、原煤、原油、铜
可再生资源消耗	RRDP	kgFe 当量/kg	水、森林
全球变暖	GWP	kgCO ₂ 当量/kg	NO _x 、CH ₄ 、CO ₂ 、N ₂ O
酸化	AP	kgSO ₂ 当量/kg	SO ₂ 、NO _x 、NH ₃
光化学臭氧形成	POCP	kgC ₂ H ₄ 当量/kg	非甲烷烃、NO _x 、VOCs
水体富营养化	EP	kg NO ₃ 当量/kg	氨、氨氮、硝氮、NO ₃ 、COD
人体健康毒害	HTP	kg 人体重/kg	SO ₂ 、CO、苯并芘(BaP)、NO _x
水体生态毒性	AEP	kg 体重/kg	BaP、铜
固体废弃物	SWP	kg 固废/kg	煤矸石、废渣、高炉渣
烟尘及灰尘	Dust-P	kg 烟尘/kg	烟粉尘、粉煤灰、生泥

(2) 潜值计算。特征化的目的就是为每一个影响类目中的不同物质转化和汇总成为统一的单元。表 5.6-10 中的分类指标就是环境影响潜值，它是整个系统中所有同类环境影响影响的总和（包括资源消耗）。用公式表示，即

$$EP(m) = \sum_n EP(m)_n = \sum_n [Q_n EF(m)_n] \quad (5.6-1)$$

式中：EP(m) 为产品生命周期中第 m 种环境影响分类指标，对应一个环境影响潜值；EP(m)_n 为第 n 种物质的第 m 种环境影响潜值；Q_n 为第 n 种物质的量；EF(m)_n 为第 n 种物质对应第 m 种影响类型的环境影响潜值所取的当量因子。

对于各个影响分类指标都有具体的计算方法和模型，限于篇幅，此处不详细列出，只给出一个特征化计算结果举例，例中研究对象为 25MW 的秸秆直燃发电系统，评价范围包括原料的获取、运输、能量产出，对电厂解体后的废物回收不作考虑，具体分为 4 个子系统，即电厂建设子系统、秸秆获取子系统、生物质运输子系统、电厂发电子系统。影响分类指标选取了 NRDP、RRDP、GWP、AP、POCP、EP、HTP、AEP、SWP、Dust-P。系统总的分类指标为各子系统相应指标之和，对应每个影响分类指标，各子系统分

类指标的百分比如图 5.6-12 所示。

表 5.6-10 25MW 秸秆直燃发电系统的特征化计算结果

影响分类 指标	当量单位	电厂 建设	秸秆 获取	运输 阶段	电厂 运行	合 计
NRDP	kgFe 当量	70.46	0.17	0.52	11.51	82.66
RRDP	kgFe 当量	529.56	8832.76	7.14	618.64	9988.10
GWP	kgCO ₂ 当量	755.05	3801.27	195.33	2086.11	6837.76
AP	kgSO ₂ 当量	6.52	46.32	0.49	0.20	53.52
EP	kgNO ₂ 当量	1.60	101.89	0.35	0.02	103.85
POCP	kgC ₂ H ₄ 当量	0.06	0.75	0.16	0.00	0.96
HTP	kg 人体毒	7.84	43.37	14.68	0.23	66.12
AEP	万 t 水	16.77	6387.09	2328.82	1.50	8734.18
SWP	kg	5180.56	266.57	48.91	559.99	6056.02
Dust-P	kg	138.77	3.07	0.57	0.57	142.98

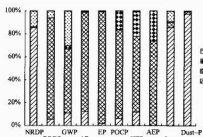


图 5.6-12 25MW 秸秆直燃发电系统中各子系统的
影响分类指标百分比

由图 5.6-12 可以看出，可再生资源消耗潜值（RRDP）、酸化潜值（AP）、水体富营养化潜值（EP）、光化学臭氧形成潜值（POCP）、人体健康毒害潜值（HTP）、水体生态毒性（AEP）都主要来源于秸秆获取阶段，这是由于在秸秆生产获取的过程中需要消耗大量的水，秸秆生产获取过程涉及化肥生产和运输等过程，相对系统的整个生命周期，这些过程消耗的化石燃料量比例很大，使得秸秆获取阶段成为上述环境影响指标的主要来源。

该研究结果表明，秸秆获取阶段、电厂运行、电厂建设的温室气体排放比例分别为 55%、30%、11%，实际上最终净排放到大气中的 CO₂ 量甚少，这是因为生物质发电过程的 CO₂ 排放与生物质的生长的 CO₂ 吸收组成了相对封闭的碳循环，对全球变暖潜值（GWP）的贡献还是来自生命周期各阶段的化石燃料使用。

运输阶段在光化学臭氧形成潜值（POCP）、人体健康毒害潜值（HTP）、水体生态毒性（AEP）中占有很大比例，这是因为运输过程使用化石燃料，产生的 NO₂、烃排放是产生光化学烟雾的主要一次污染物，产生的 CO、NO_x、铅等有害物质排放对人体的健康有很大伤害，排放的颗粒物能黏附 SO₂ 和苯并芘（BaP）等有毒物质，对水体、人体带来毒害。

在不可再生资源消耗潜值（NRDP）、固体废弃物形成潜值（SWP）和烟尘及灰尘潜值（Dust-P）中，电厂建设阶段的贡献都是最大，这是由于生物质发电系统建造过程中有大量钢筋混凝土建筑物、现有的钢铁、水泥等建筑材料的生产工艺会造成大量的固体废弃物和烟尘污染。

（3）量化与综合评价。量化是确定不同环境影响类型的

相对贡献大小或权重，以期得到总的环境影响水平的过程。经过特征化之后，得到的是单项环境问题类别的环境影响潜值之和，评价则是将这些不同的各类别环境影响问题给予相对的权重，以得到整合性的影响指数，使得决策者能够完整地捕捉及衡量所有方面的影响。

仍以 25MW 秸秆直燃发电系统的应用举例，阐述它的量化过程。研究中，影响评价方法采用了 AGP 模型，即采用 1990 年全社会资源消耗总量和环境潜在总影响分别作为标准化基准。标准化的环境影响潜值体现了相对于整个社会活动所造成的总的环境影响而言，生物质发电系统的资源消耗、环境污染潜值究竟有多大。标准化的计算公式为

$$NEP(m) = EP(m) / ER(m) \quad (5.6-2)$$

式中：NEP(m) 为第 m 种环境影响潜值标准化后的值；EP(m) 为生物质发电系统中的第 m 种环境影响潜值；ER(m) 为标准化基准，是 1990 年全社会的第 m 种环境影响潜值。

标准化的影响潜值可以反映潜在环境影响的量的大小，但还不能比较不同环境影响类型的相对严重性，通过针对不同类型对环境的损伤程度赋予不同权重，可以更加合理地评价生物质发电系统的环境影响。

权重的确定采用“目标距离”思想，即某种环境影响的严重性用该环境影响全社会当前水平与全社会给定的目标水平之间的比值来表示权重。权重因子的确定公式为

$$WF(m) = ER(m)_{\text{base}} / ER(m)_{\text{aim}} \quad (5.6-3)$$

式中：WF(m) 为第 m 种环境影响类型的权重因子；ER(m)_{base} 为 1990 年第 m 种环境影响潜值；ER(m)_{aim} 为 2000 年第 m 种环境影响潜值。

加权后的第 m 种环境影响潜值 WP(m) 为

$$WP(m) = WF(m) \times NEP(m) \quad (5.6-4)$$

将加权后各种环境影响潜值相加，最终得到综合的环境影响指数。综合的环境影响计算结果如图 5.6-13 和图 5.6-14 所示。

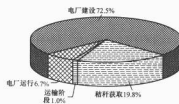


图 5.6-13 25MW 秸秆直燃发电系统生命周期
各阶段对环境影响的对比

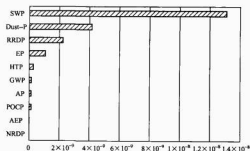


图 5.6-14 25MW 秸秆直燃发电系统环境影响评价
指标的对比情况

图 5.6-13 所示为该项研究得到的生物质发电系统生命周期各阶段环境影响的比例构成。由图可以看出,电厂建设的环境影响最大,其次是秸秆获取阶段,运输过程对整个系统的生命周期环境影响最小。

图 5.6-14 生物质直燃发电系统的各类环境影响类型排序中,固体废弃物潜值最大,处于第二位是工业烟尘及灰尘形成的潜值,这两项排放来源于生物质发电站中的钢筋混凝土制循环冷却塔建设。混凝土的固化过程中以及水泥的凝土造成大量的固体废弃物和烟尘污染,此评价中设定水泥生产采用目前使用较多的干法工艺。还有少部分的固体废弃物污染是在电厂运行阶段秸秆燃烧后的灰分,但由于灰分可以循环利用,造肥还田,这部分排放没有计入。由于秸秆生产过程用大量水、火电厂用水作中间媒介,因此生物质发电系统的可再生资源消耗潜值也很大。在剩余的环境影响潜值中人体毒性潜值比较严重,这部分污染主要发生在捆包和运输阶段消耗化石燃料,产生 SO_2 、 CO_2 、 NO_x 。

(4) 影响评价的局限性。影响评估在经过特征化的步骤之后,会得到代表各环境影响的数值化指标,数值的大小代表了系统所选择的影响类别的负荷状况,以提供此系统在地球资源、生态健康及人类健康等环境议题上一个简洁有力的答案,但问题是这项指数可能有下列三种状况:

1) 它所量化的各类影响结果有可能是有错误的生命周期单统计和计算而来的。

2) 同一个系统可能只是因为定义和构建的影响种类不同,就会产生不同的结果。

3) 同一项影响种类可能只是因为使用不同的模型运算,就会得到不同的特征化指数。

影响产生的机制是异常复杂的,影响应是位置、介质、时间、排放率、暴露路径等十几种参数的函数。但是在生命周期影响评价中,常以科学性的认知来厘清单分析中的结果有无造成影响的影响因子,只要有影响因子的存在,就认为是有影响,然后将影响因子特征化转化为数值化的指数,用来代表系统的实际环境影响,而相对实际上复杂的影响机理,这种过度简化影响参数的处理方法得到的结果也是具有一定局限性的。

另外,影响评价还有两种情况:①影响效应是根据线性的状况推导而来的,事实上有些环境影响的发生是非线性的;②影响的发生一般不考虑阈值的存在,事实上许多影响的发生还是取决于阈值的。

总之,影响评估存在三点争议:①由于各系统所构件的影响类别的差异和特征化方法本身的不确定性,使得 LCA 的结果差异性极大;②由于过度简化影响发生的参数,引入的影响因子与判定的影响之间的联结性过于薄弱,使得影响了评估技术;③由于忽略了各类影响的基本特性差异,因此影响了影响评价技术的准确性。

2 生物质发电的经济性

2.1 影响生物质发电技术经济性的主要因素

生物质发电项目投资的经济性必须由一些综合的财务指标反映出来,如项目内部收益率、投资回收期等,其决定因素除了技术的性能外,还与当地电价、生物质原料价格、资金筹措成本和当地税收费用等密切相关。下面分别从原料成本、上网电价、设备投资、运行时间等几方面对不同生物质发电技术的投资内部收益率 (IRR) 进行分析比较,选用的几种技术方案的基础指标见表 5.6-11。

表 5.6-11 生物质发电技术基础指标的比较

指 标	生物质发电技术路线			
装机容量 (MW)	24	6	6	3
发电方式	进口直燃	国产直燃	高效气化	简单气化
发电效率 (%)	25.6	19.5	25.6	18.0
运行时间 (h/a)	7500	6500	6500	6000
自耗电 (kW)	2400	600	600	150
发电量 (亿 kWh/a)	1.8	0.39	0.39	0.18
生物质耗量 (kg/kWh)	1.05	1.37	1.05	1.48
原料价 (元/t)	171	155	155	155
消耗品成本 (元/kWh)	0.026 5	0.026 5	0.045	0.05
售电量 (亿 kWh/a)	1.62	3.51	3.51	0.171
工厂定员 (人)	150	60	60	35
人工开支 [元/(人·a)]	25 000	25 000	25 000	25 000
设备维护率 (%)	1.5	1.5	1.5	1.5
自有资金投入 (千元)	92 400	13 650	13 650	4725
贷款资金 (千元)	171 600	23 350	23 350	8775
理论上网电价 (元/kWh)	0.600	0.574	0.535	0.551

注: 1. 24MW 项目参数来源于直接燃烧发电项目可行性报告; 气化项目资料来源于国家 863 项目研究资料, 其他项目按目前国内技术可能性估算。

2. 原料价分别按收集范围 15km 内 155 元/t 和 15km 外 171 元/t 计算。

3. 项目自有资金统一按 35% 计, 其他为利息 5% 的贷款。

4. 理论上网电价按总投资内部收益率 10% 计算。

2.1.1 原料成本对投资内部收益率的影响

发电效率高是技术先进性的主要依据之一, 它的直接影响是单位发电量对原料的消耗。一般来说, 同一类技术中规模越大, 发电效率越高, 单位发电量消耗原料越少; 但另一方面, 规模越大, 需要的原料越多, 收集半径越大, 原料储存成本越高。所以, 对于不同技术的比较, 应侧重于原料成本对项目投资的内部收益率的影响。从表 5.6-10 可以看出, 在大规模下, 直接燃烧效率较高; 在中等规模下, 气化—联合余热发电的整体效率较高; 另外, 由于设备制造水平的差别, 同类技术中国外产品的效率将显著高于国内设备的效率。从目前现有的技术条件上看, 效率较低的发电设备对原料价格的变化非常敏感 (见图 5.6-15)。效率较高的发电设备可以使用成本较高的原料。但总的来说, 在上网电价为 0.52 元/t 的情况下, 要保证项目的投资资金内部收益率为 10% 左右, 除了气化—余热利用系统之外, 其他技术的

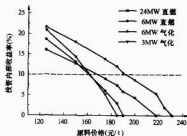


图 5.6-15 原料价格与投资内部收益率的关系

原料价格必须控制在175元/t左右,这种情况在目前国内大部分地区都是比较难的,特别是对于原料需要大规模收集和储存的大规模发电系统(24MW收集范围需要30km左右,储量需要9万t以上),这种价格几乎不可能。

2.1.2 单位投资成本对投资内部收益率的影响

设备单位投资高低是体现技术经济性和市场竞争力的主要参数之一。一般来说,效率较低的技术投资都较低;同一类技术中规模越大,设备单位投资越低。特别需要注意的是,国外设备的投资远远高于国产设备的投资,这些项目的经济性受到严重的影响。由图5.6-16可见,在同样的投资成本下,24MW的进口设备投资内部收益率最高,但按目前的市场价格(进口设备11000元/kW,国产设备6500元/kW),即使国产设备效率比进口设备低一些,但国产设备的投资内部收益率仍有可能比国外设备高,所以也有一定的市场竞争力。

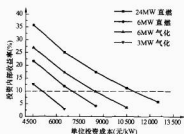


图 5.6-16 单位投资成本与投资内部收益率的关系

2.1.3 上网电价对投资内部收益率的影响

上网电价和项目的发电成本直接相关,发电成本低的项目可以接受的上网电价就可能低一些。一般来说,效率越高的技术,其运行成本越低;同一类技术中规模越大,运行成本越低。但特别需要注意的是,由于设备维护的要求不同,成熟技术的运行成本较低;国外设备由于配件较贵,运行成本也较高。

从表5.6-10的比较可以发现,为了保证生物质发电项目总投资的内部收益率在10%左右,国外进口设备项目的上网电价应在0.60元/kWh左右,而气化余热利用系统上网电价在0.55元/kWh左右。但低效率的设备对电价的变化更敏感(见图5.6-17)。

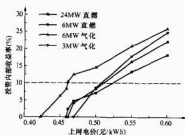


图 5.6-17 上网电价与投资内部收益率的关系

2.1.4 项目开工率对投资内部收益率的影响

项目开工率高低是项目所采用技术成熟性的一个综合反映。项目开工率越高,技术越成熟。但另一方面,项目设计开工率越高,对技术的可靠性要求越高,对原料供应稳定性

要求也越高。目前,我国一般电站的设计标准要求设备运行时间在6500~7500h/a,这一要求是对生物质发电技术是较高的,特别对于农业秸秆,存在种类复杂、使用原料交替更换频繁、收集半径大、储存量大等特殊困难,要保证生物质供应稳定,使发电站全年开工率达90%以上是非常困难的。项目开工率与投资内部收益率的关系如图5.6-18所示。

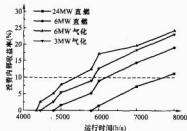


图 5.6-18 项目开工率与投资内部收益率的关系

2.2 降低生物质发电成本的主要措施

生物质发电项目中的设备折旧、修理费、运行费、利息和生物质燃料费用等是构成生物质发电成本的重要组成部分。以生物质气化发电项目为例,在一般的核算条件下,它们占发电单价(即所需的上网电价)的比例达80%以上,其中又以生物质原料成本所占比例最高,达到40%以上,其次是运行成本,占20%左右。生物质原料单价和增值税率是两个易受市场和政策影响的决定生物质发电单价的重要因素。发电单价随生物质单价和税率变化的结果,如图5.6-19所示。

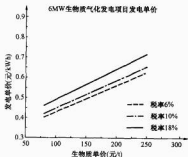
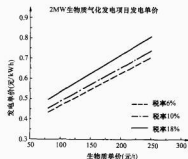


图 5.6-19 生物质发电单价的变化对生物质发电发电单价的影响

由图5.6-19可以看出,生物质单价和税率升高使生物质发电发电单价增加,小型生物质发电技术将明显失去竞

争力；而相同的生物质单价和税率情况下，6MW 电站的发电成本比 2MW 的低，所以，适当扩大经济规模可有效降低发电成本。

生物质气化发电单价对生物质单价和税率很敏感，由图 5.6-19 可以得到表 5.6-12 和表 5.6-13 所示的结果。

由表 5.6-12 可以看出，生物质单价每吨提高 1 元，发电单价就要增长 0.001 元/kWh 以上；而且税率越高，发电单价对生物质单价的敏感性也越强。同时，税率相同的情况下，6MW 项目的发电单价对生物质单价的敏感性比 2MW 的低。

表 5.6-12 不同的税率下发电单价随生物质单价的提高而增长的变化率

项 目	税 率 (%)		
	6	10	18
2MW 生物质气化发电	0.001 6	0.001 7	0.001 8
6MW 生物质气化发电	0.001 3	0.001 4	0.001 5

注 根据表 5.6-11 和图 5.6-19 的结果计算：发电单价/生物质单价 = (元/kWh)/(元/t)。

由表 5.6-13 可以看出，税率每提高 1%，发电单价就要增加 0.005 元/度以上；而且生物质单价越高，发电单价对税率的敏感性也越强。同时，生物质单价相同的情况下，6MW 项目的发电单价对税率的敏感性比 2MW 的低。

表 5.6-13 不同的生物质单价下发电单价随税率的提高而增长的变化率

项 目	生 物 质 单 价 (元/t)		
	100	150	200
2MW 生物质气化发电	0.005 7	0.006 6	0.007 7
6MW 生物质气化发电	0.005 3	0.006 0	0.006 9

注 根据表 5.6-11 和图 5.6-19 的结果计算：发电单价/税率 = (元/kWh)/(%)。

由于生物质原料成本在生物质发电成本中占有很大比重，因此降低生物质原料供应的费用将有效降低生物质发电成本；同时，优惠的税率也将有效降低生物质发电的价格，提高生物质能的竞争力。

2.3 生物质直接燃烧发电经济分析实例

根据国外已完成的生物质直接燃烧电站的建设情况和我国现有技术基础，生物质直接燃烧电站的技术经济分析与电站的规模关系很大。下面分别以 6MW 和 25MW 生物质秸秆直接燃烧发电项目为例进行经济分析。

2.3.1 6MW 秸秆直接燃烧发电 (国产)

(1) 技术经济指标，见表 5.6-14。

表 5.6-14 6MW 秸秆直接燃烧发电的技术经济指标 (国产)

蒸汽参数 (MPa)	3.43/435	系统发电效率 (%)	19.5
长期运行负荷 (%)	95	秸秆消耗 (kg/kWh)	1.42kg(干)/度
运行时间(h/a)	7500	厂用电率 (%)	10
锅炉燃烧效率 (%)	85(链条炉)	运行人员(人)	60
蒸汽轮机效率 (%)	22.9		

(2) 经济效益分析，见表 5.6-15。

表 5.6-15 6MW 秸秆直接燃烧发电的经济效益 (国产)

单位投资 (元/kW)	6500	维护开支 (万元/a)	60.0
总投资(万元)	3900	耗材开支(万元/a)	215.0
秸秆热值(kJ/kg)	12 960	管理开支(万元/a)	50.0
秸秆价格(元/t)	170.0	年总成本(万元/a)	1597.0
总发电量(万 kWh/a)	4275	直接发电成本 (元/kWh)	0.415
可售电量(kWh/a)	3847	电价(元/kWh)	0.5
秸秆总用量(t/a)	60 705	年产值(万元/a)	1923.5
秸秆总费用(万元/a)	1032.0	年毛利(万元/a)	326.5
人工开支(万元/a)	240.0		

注 1. 电价指扣除了各种税费后，电站收到的实际价格，资金利息为 3%。

2. 根据设定的指标和参数计算。

2.3.2 25MW 秸秆直接燃烧发电 (进口)

(1) 技术经济指标，见表 5.6-16。

表 5.6-16 25MW 秸秆直接燃烧发电的技术经济指标 (进口)

蒸汽参数 (MPa/°C)	8.83/535	系统发电效率 (%)	26
长期运行负荷 (%)	95	秸秆消耗 [kg(干)/kWh]	1.11kg(干)/度
运行时间(h/a)	7500	厂用电率 (%)	8
锅炉燃烧效率 (%)	90(链条炉)	运行人员(人)	150
蒸汽轮机效率 (%)	28.5		

(2) 经济效益分析，见表 5.6-17。

表 5.6-17 25MW 秸秆直接燃烧发电的经济效益 (进口)

单位投资(元/kW)	10 000	维护开支(万元/a)	250.0
总投资(万元)	25 000	耗材开支(万元/a)	890
秸秆热值(kJ/kg)	12 960	管理开支(万元/a)	50.0
秸秆价格(元/t)	190.0	年总成本(万元/a)	5306.5
总发电量(万 kWh/a)	17 812	直接发电成本 (元/kWh)	0.372
可售电量(万 kWh/a)	14 250	电价(元/kWh)	0.5
秸秆总用量(t/a)	197 713	年产值(万元/a)	7125.0
秸秆总费用(万元/a)	3756.5	年毛利(万元/a)	1819.0
人工开支(万元/a)	360.0		

注 1. 电价指扣除了各种税费后，电站收到的实际价格，资金利息为 3%。

2. 根据设定的指标和参数计算。

2.3.3 25MW 秸秆直接燃烧发电 (国产)

(1) 技术经济指标，见表 5.6-18。

表 5.6-18 25MW 秸秆直接燃烧发电的技术经济指标 (国产)

蒸汽参数 (MPa/°C)	8.83/535	系统发电效率 (%)	22.1
长期运行负荷 (%)	95	秸秆消耗 [kg(干)/kWh]	1.26
运行时间(h/a)	7500	厂用电率 (%)	8
锅炉燃烧效率 (%)	90(链条炉)	运行人员(人)	150
蒸汽轮机效率 (%)	28.5		

(2) 经济效益分析, 见表 5.6-19。

表 5.6-19 25MW 秸秆直接燃烧发电的经济效益(国产)

单位投资 (元/kW)	6000	维护开支 (万元/a)	150.0
总投资(万元)	15 000	耗材开支(万元/a)	890
秸秆热值(kJ/kg)	12 960	管理开支(万元/a)	50.0
秸秆价格(元/t)	190.0	年总成本(万元/a)	5714.2
总发电量(万 kWh/a)	17 812	直接发电成本 (元/kWh)	0.401
可售电量(kWh/a)	14 250	电价(元/kWh)	0.5
秸秆总用量(t/a)	224 431	年产值(万元/a)	7125.0
秸秆总费用(万元/a)	4264.2	年毛利(万元/a)	1411.0
人工开支(万元/a)	360.0		

注 1. 电价指扣除了各种税费后, 电站收到的实际价格, 资金利息为 3%。

2. 根据设定的指标和参数计算。

由以上的分析结果可知, 生物质直燃发电系统采用国外设备时单位投资很高, 资金投入量要求很大, 虽然效率较高, 运行成本和综合发电成本相对较低, 但投资回收期较长; 采用国产设备时投资较低, 但效率也较低。对于较大规模(>20MW)的直接燃烧发电电站, 由于可采用高参数的发电设备, 因此在原料价格较高时, 可能这种电站经济效益尚好。但在规模相对较小时(<10MW), 由于发电参数的限制, 这种电站的效率也很低, 总体的经济性较差。所以, 生物质直接燃烧发电比较适合原料非常集中的地区, 以便采用高参数发电设备的大规模电站, 同时必须有资金实力非常雄厚的投资者提供大量资金。

2.4 生物质气化发电经济分析实例

生物质气化发电包括小型气化发电和中型气化发电两种模式。小型气化发电采用简单的气化—内燃机发电工艺, 发电效率一般在 18%~20%, 规模一般小于 3MW; 中型气化发电除了采用气化—内燃机(或燃气轮机)发电之外, 同时增加余热回收和发电系统, 气化发电系统的效率可达到 25%~45%。由于高效率的气化—燃气轮机联合循环发电系统关键技术仍未成熟, 这里只分析效率偏低的气化—内燃机发电余热回收系统。

2.4.1 3MW 以下的小型生物质气化发电

(1) 技术经济指标。根据已完成的 MW 级气化发电技术的情况和用户用电负荷的分布特点, 该电站运行时可以达到的指标见表 5.6-20。

表 5.6-20 MW 级气化发电的技术指标

装机容量(kW)	1000~3000	系统总利用率(%)	75
长期运行负荷(%)	85	生物质消耗 [kg(干)/kWh]	1.48
系统故障率(%)	15	运行人员(人)	20~30

(2) 经济效益分析, 见表 5.6-21。

表 5.6-21 MW 级气化发电的经济效益

装机容量(kW)	1000	2000	3000
总投资(万元)	611.4	1088.7	1448.5
运行天数(d/a)	287	287	287
运行时间(h/a)	24	24	24
自用电负荷(kW)	60	100	120
电力输出(万 kWh/a)	594	1188	1782
自用电量(万 kWh/a)	43.2	72.0	86.4
销售电力(万 kWh/a)	550.8	1116.0	1695.6
电价(元/kWh)	0.5	0.5	0.5
年产值(万元/a)	275.4	558.0	847.8
运行费用(万元/a)	95.8	142.6	172.1
燃料成本(元/t)	160	160	160
燃料费用(万元/a)	166.2	332.6	499.0
总成本(万元/a)	262.0	475.2	671.1
发电成本(元/kWh)	0.476	0.423	0.396
年毛利(万元/a)	13.4	82.8	176.7

注 1. 电价指扣除了各种税费后, 电站收到的实际价格。

2. 投资费用包括建筑和基础设施费用。

3. 运行费用包括人工开支、设备维护和管理费用等。

4. 根据设定的指标和参数计算。

2.4.2 6MW 中型生物质气化发电

(1) 技术经济指标。根据 6MW 级气化发电技术的可行性研究结果, 该种电站运行时可以达到的指标见表 5.6-22。

表 5.6-22 6MW 级气化发电技术的经济指标

气化效率(%)	78	厂用电率(%)	10
系统总效率(%)	26.5	生物质消耗 [kg(干)/kWh]	1.05
内燃机效率(%)	30	运行人员(人)	60
长期运行负荷(%)	90		

(2) 经济效益分析, 见表 5.6-23。

表 5.6-23 6MW 级气化发电的经济效益

总投资(万元)	3940	设备维护费用(万元/a)	50
运行时间(h/a)	6200	管理费用(万元/a)	25
可售电量(万 kWh/a)	3000	总成本(万元/a)	992.5
生物质价格(元/t)	170	发电成本(元/kWh)	0.311
生物质用量(t/a)	34 560	电价(元/kWh)	0.50
生物质成本(万元/a)	587.5	年产值(万元/a)	1500
人工开支(万元/a)	180	年毛利(万元/a)	507.5
耗材费用(万元/a)	150		

注 1. 电价指扣除了各种税费后电站收到的实际价格。

2. 投资费用包括建筑和基础设施以及电网接入费用。

3. 根据设定的指标和参数计算。

由以上的分析结果可知, 小型生物质气化发电系统单位投资较低, 但在原料价格较高时, 由于气化效率较低, 发电成本很高, 经济效益很差, 特别在规模很小时, 按 0.5 元/kWh 的电价, 项目的投资几乎不能回收, 因此小型生物质

气化发电比较适合原料相对便宜,而资金筹集较困难的情况。

中型生物质气化发电设备效率相对较高,发电成本较低,但由于系统较复杂,因此项目单位投资较高。在有合理的保护电价(0.5元/kWh)时,项目的经济指标比较合理,总体经济效益尚好,就有较强的经济可行性。所以,中型生物质发电技术比较适合原料价格较高,资源不适合集中的情况。

2.5 生物质混合燃烧发电经济分析实例

生物质混合燃烧发电的经济性除了与混合燃烧的方式有直接的关系外,还明显地与燃煤电站的规模、燃烧及发电设备的工艺有关。由于生物质直接与煤混合燃烧要求较高,不是所有燃煤发电站都能使用,而且一般在燃烧时还会影响原发电厂的效率和出力,因此其经济性评价困难,可比性较差。为此,这里选用通用性较强的生物质气化混合燃烧发电技术作为分析评价的基础。生物质燃气与煤混合燃烧发电的基本假设是在小型燃煤电站的基础上增加一套生物质气化设备,把生物质燃气直接通到锅炉中与煤混合燃烧。假设原电站的容量分别为12、25MW,系统发电效率分别为20%和25%。

2.5.1 20MW 秸秆气化混合燃烧发电

20MW 秸秆气化混合燃烧发电项目技术指标及经济效益分析见表5.6-24。

表 5.6-24 20MW 秸秆气化混合燃烧发电
项目技术指标及经济效益分析

总投资(万元)	534	534
气化热效率(%)	90	90
气化炉运行时间(h/a)	6000	6000
秸秆消耗(t/h)	5	5
秸秆热值(kJ/kg)	12 960	12 960
秸秆价格(元/t)	170	170
秸秆总用量(t/a)	30 000	30 000
电站发电效率(%)	20	25
人工开支(万元/a)	42	42
维护开支(万元/a)	20	20
管理开支(万元/a)	10	10
年总成本(万元/a)	582	582
总发电量(kWh/a)	2160	2700
直接发电成本(元/kWh)	0.260	0.208
电价(元/kWh)	0.50	0.50
年毛利(万元/a)	498	768
投资回收期(a)	1.07	0.7

1. 电价指扣除了各种税费后,电站收到的实际价格。
2. 投资费用包括建筑和基础设施费用。
3. 根据设定的指标和参数计算。

2.5.2 40MW 秸秆气化混合燃烧发电

40MW 秸秆气化混合燃烧发电项目技术指标及经济效益分析见表5.6-25。

表 5.6-25 40MW 秸秆气化混合燃烧发电
项目技术指标及经济效益分析

总投资(万元)	889	889
气化热效率(%)	90	90
气化炉运行时间(h/a)	6000	6000
秸秆消耗(t/h)	10	10
秸秆热值(kJ/kg)	12 960	12 960
秸秆价格(元/t)	180	180
秸秆总用量(t/a)	60 000	60 000
电站发电效率(%)	20	25
人工开支(万元/a)	57	57
维护开支(万元/a)	30	30
管理开支(万元/a)	20	20
年总成本(万元/a)	1127	1127
总发电量(kWh/a)	4320	5400
直接发电成本(元/kWh)	0.254	0.202
电价(元/kWh)	0.50	0.50
年毛利(万元/a)	1033	1573
投资回收期(a)	0.86	0.57

- 注 1. 电价指扣除了各种税费后,电站收到的实际价格。
2. 投资费用包括建筑和基础设施费用。
3. 根据设定的指标和参数计算。

由上面的基本测算可知,生物质气化混烧发电的经济性与原电站的发电效率有很大的关系,发电效率越高,经济效益越明显。总的来说,这种技术的经济效益都非常好,设备投资回收期少于1年。但这种好的经济效益是建立在生物质电价和燃煤电价分开,国家给与合理的电价保护0.5元/kWh的前提下。在实际使用时,国家或管理部门在同一个电站中很难界定其产量中有多少是生物质电,有多少是煤电,在管理中缺乏有效的操作办法监管手段,所以很难给出具体的补贴或保护政策。这就是尽管这种技术的经济性非常好,但目前仍难在实际中广泛应用的主要原因。

从以上分析比较可知,生物质发电技术的经济性具有以下特点:

(1) 生物质气化混烧发电的经济性与原电站的发电效率有很大的关系,发电效率越高,经济效益越明显。而尽管这种技术的经济性非常好,但由于目前使用生物质的量确定较难,因此在实际中还不能广泛应用。

(2) 小型生物质气化发电系统单位投资较低,但在原料价格较高时,由于气化效率较低,发电成本很高,经济效益很差,特别在规模很小时,按0.5元/kWh的电价,项目的投资几乎不能回收,因此小型生物质气化发电比较适合原料相对便宜而资金筹集较困难的情况。

(3) 中型生物质气化发电系统效率相对较高,发电成本较低。但由于系统较复杂,项目单位投资较高。该系统总体经济效益尚好,在有合理的保护电价(0.5元/kWh)时,项目的经济可行性仍很高。所以,中型生物质发电技术比较适合原料价格较高,但投资资金比较充足的情况。

(4) 生物质直燃发电系统采用国外设备时单位投资很高,资金投入量要求很大,虽然效率较高,运行成本和综合发电成本相对较低,但其投资回收期较长;采用国产设备时投资较低,但其效率也较低。

(5) 对于较大规模(>20MW)的直接燃烧发电电站,

由于可采用高参数的发电设备,因此在原料价格较高时,该电站经济效益可能尚好;在规模相对较小($<10\text{MW}$)时,由于发电参数的限制,这种电站的效率也很低,总体的经济性较差。所以,生物质直接燃烧发电比较适合于原料非常集中的地区,以便可以采用高参数发电设备的大规模电站,同时要求有资金实力非常雄厚的投资者提供大量资金。

总之,生物质发电技术以混烧发电技术的投资经济性最好,但它需要附属已有燃煤电厂,其发电经济性取决于原电厂的效率,而且会对原电厂有一定的影响。生物质气化发电技术的规模比较灵活,投资较小,适应我国生物质的特点,但技术还不成熟,需要进一步发展和完善。直接燃烧发电技术成熟,但由于小规模下蒸汽参数难以提高,要求大规模利用才具有较好的经济性。因此,目前在我国的应用主要是引进国外先进技术和设备,投资大,对生物质原料要求集中收集,原料成本高。各类生物质发电技术在中国的适用性见表 5.6-26。

表 5.6-26 各类生物质发电技术在中国的适用性

用 途	规 模 (MW)		
	<5	$5\sim10$	>10
混合燃烧发电	(1) 气化混燃发电。 (2) 直接混燃发电	(1) 气化混燃发电。 (2) 直接混燃发电	(1) 气化混燃发电。 (2) 直接混燃发电
热电联供	(1) 直接燃烧发电。 (2) 气化发电	(1) 直接燃烧发电。 (2) 气化发电	(1) 直接燃烧发电。 (2) 气化发电
独立发电	(1) 气化发电。 (2) 直接燃烧发电	(1) 气化发电。 (2) 直接燃烧发电	(1) 直接燃烧发电。 (2) 气化发电

参 考 文 献

- [1] Aho M and Ferrer E. Importance of coal ash composition in protecting the boiler against chlorine deposition during combustion of chlorine-rich biomass. *Fuel*, 2005, 84: 201-212.
- [2] Bharadwaj A. Gasification and combustion technologies of agro-residues and their application to rural electric power systems in India. PhD thesis, Carnegie Mellon University, July 2002.
- [3] Jenkins BM, Bøkker R R, et al. Commercial feasibility of utilizing rice straw in power generation. *Proceedings Bioenergy 2000*, Buffalo, New York, 2000.
- [4] Bridgewater A V, Toft A J and Brammer J G. A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2002 (6): 181-248.
- [5] Buinn, G R and Turner N. Design manual for small steam turbines. Prepared under contract No tv-76680 for the U. S. Dept. of Energy, Regional Biomass Energy Program, 1990, 94-99.
- [6] Bulpitt, W S. The industrial wood energy handbook. Prepared by technology application laboratory, Georgia Institute of Technology. Van Nostrand Reinhold Company, 1984, 240.
- [7] Demirbas A. Combustion characteristics of different biomass fuels. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2004, 30: 219-230.
- [8] Haney P E. Corn stalk as bioenergy resource. PhD thesis, University of Missouri-Columbia, 2003.
- [9] Haykiri-Acma H. Combustion characteristics of different biomass materials. *Energy Conversion and Management*, 2003, 44: 155-162.
- [10] INC. June. Handbook for conversion to wood energy systems. Great Lakes Regional Biomass Energy Program, Madison, Wisconsin.
- [11] Jenkins BM, Baxter L L, Miles T R Jr. and Miles T R. Combustion properties of biomass. *Fuel Processing Technology*, 1998, 54: 17-46.
- [12] Jimenez S and Ballester J. Influence of operating conditions and the role of sulfur in the formation of aerosols from biomass combustion. *Combustion and flame*, 2005, 140: 346-358.
- [13] Johansson L S, Tullin C Leckner B and Sjövall P. Particle emissions from biomass combustion in small combustors. *Biomass and Bioenergy*, 2003, 25: 435-446.
- [14] Kaufmann H, Nussbaumer T, Baxter L and Yang N. Deposit formation on a single cylinder during combustion of herbaceous biomass. *Fuel*, 2000, 79: 141-151.
- [15] Mark A Paisley and Mike J Welch. Biomass gasification combined cycle opportunities using the future energy silvage gasifier coupled to Alstom's industrial gas turbines. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2003*, ASME Turbo Expo Land, Sea, and Air 2003, Georgia World Congress Center, 2003, 16-19.
- [16] Mette Stenseng, Anker Jensen, Kim Dam-Johansen. Investigation of biomass pyrolysis by thermogravimetric analysis and differential scanning calorimetry [J]. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2001, 58-59: 765-780.
- [17] Obermberger L. Decentralized biomass combustion; state of the art and future development. *Biomass and Bioenergy*, 1998, 14(1): 93-56.
- [18] Perlmacher W and Kouprianov V I. Emission performance and combustion efficiency of a conical fluidized-bed combustor firing various biomass fuels. *Biorenewable Technology*, 2004, 92: 83-91.
- [19] Vamvuka D and Zografos D. Predicting the behaviour of ash from agricultural wastes during combustion. *Fuel*, 2004, 83: 2051-2057.
- [20] Zheng G and Kozinski J A. Thermal events occurring during the combustion of biomass residue. *Fuel*, 2000, 79: 181-192.
- [21] 刘荣厚, 牛卫生, 张大雷. 生物质热化学转化技术. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [22] 徐通模, 金定安, 泓龙. 锅炉燃烧设备. 西安: 西安交通大学出版社, 1989.
- [23] 阎常峰, 陈勇, 李海滨, 吴剑之, 赵松. 废木料焚烧炉燃烧过程的数值模拟. *燃料化学学报*, 2004, 32(6): 704-710.
- [24] 魏向君, 田宜水. 生物质能资源清洁转化利用技术. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [25] Doug Boylan, Vann Bush, David I Bransby. Switchgrass cofiring; pilot scale and field evaluation. *Biomass and Bioenergy*, 2000, 19: 411-417.
- [26] Pradeep J Tharakan, Timothy A. Volk. Evaluating the impact of three incentive programs on the economics of cofiring willow biomass with coal in New York State. *Energy Policy*, 2005, 33: 337-347.
- [27] Marek Pronobis. The influence of biomass co-combustion on boiler fouling and efficiency. *Fuel*, 2006, 85: 474-480.
- [28] 肖军, 段青春, 等. 生物质与煤共燃研究(II). 燃烧性质分析. *煤炭转化*, 2003, 26(2): 43-47.
- [29] Mory, T Zotter. EU-Demonstration Project Bioco-comb for Biomass Gasification and Co-combustion of the Product Gas in a Coal-fired Power Plant in Austria. *Biomass and Bioenergy*, 1998, 15: 239-244.
- [30] Joseph J Battista Jr, Evan E Hughes, David A. Tillman. Biomass cofiring at Seward Station. *Biomass and Bioenergy*, 2000, 19: 419-427.
- [31] D A. Tillman. Biomass Cofiring; the Technology, the Experience, the Combustion Consequences. *Biomass and Bioenergy*, 2000, 19: 365-384.
- [32] 吴剑之, 阴秀丽. 欧洲生物质能利用的研究现状及特点. *新能源*, 1999, 23(3): 30-35.
- [33] Kate Wieck-Hansen, Peter Overgaard, Ole Hede Larsen. Cofiring coal and straw in a 150MW. power boiler experiences. *Biomass and Bioenergy*, 2000,

- 19: 395-409.
- [34] Martha Rollins. Cofiring from the TVA public power perspective. *Biomass and Bioenergy*, 2000, 19: 467-468.
- [35] Utility Coal-Biomass Co-firing Plant Opportunities and Conceptual Assessments, Antares Group Inc., Landover, MD, and Parsons Power, Reading, PA, for the Northeast Regional Biomass Program, and the U. S. Department of Energy, 1996.
- [36] 孙立. 固定床中生物质原料的热解气化特性. *山东科学*, 1998, 11(4).
- [37] 江淑琴. 生物质燃料的燃烧与热解特性. *太阳能学报*, 1995.
- [38] 许晋源, 徐通模. 燃烧学. 北京: 机械工业出版社, 1980.
- [39] 吴创之, 徐冰燕, 等. 固体生物质气化动力学研究. *太阳能学报*, 1991.
- [40] 吴创之, 徐冰燕, 等. 物质快速热分解动力学参数计算. *农业工程学报*, 1992.
- [41] 吴创之, 徐冰燕, 等. 生物质循环流化床气化的理论和应用. *煤气与热力*, 1995.
- [42] 马隆龙, 王久臣. 生物质气化技术及其应用. 北京: 农业部生物质气化技术研究培训中心.
- [43] Wu Chuangzhi, Xu Bingyan, et al. Performance Analysis of A Biomass Circulating Fluidized Bed Gasifier. *Biomass and Bioenergy*, U. S. A., 1992.
- [44] 吴创之, 马隆龙. 生物质能现代化利用技术. 北京: 化学工业出版社, 2003.
- [45] 袁振宏, 吴创之, 马隆龙, 等. 生物质能利用原理与技术. 北京: 化学工业出版社, 2004.
- [46] 马隆龙. 秸秆气化技术. 北京: 中国环境科学出版社, 2002.
- [47] 袁振宏. 生物质气化及其相关技术的技术经济评价. 中国生物质能技术开发中心, 1999.
- [48] 魏文茂, 马隆龙. 生物质气化发电. *农村能源*, 1995, 6: 16.
- [49] Matthew S Mendis. Biomass Gasification Past Experience and Future Prospects in Developing Countries. Industry and Energy Department the World Bank, 1989.
- [50] 吴创之, 徐冰燕. 上吸式气化炉的设计与运行. *太阳能学报*, 1998, 9(4): 10.
- [51] 化学工程手册编辑委员会. 化工工程手册. 北京: 化学工业出版社, 1989.
- [52] 刘国群. 生物质气化技术. *农村能源*, 1999.
- [53] 吴创之, 阴秀丽, 刘平, 罗曾凡, 陈勇. 生物质焦油裂解的技术关键. *新能源*, 1998.
- [54] 阴秀丽, 吴创之, 郑舜鹏, 罗曾凡, 徐冰燕, 陈勇. 中型生物质气化发电系统设计及运行分析. *太阳能学报*, 2000, 21(3).
- [55] 郑舜鹏, 吴创之, 阴秀丽, 赵增立, 罗曾凡. 1MW 循环流化床谷壳气化发电装置的运行及经济性分析. *太阳能学报*, 2000, 21(2).
- [56] 吴创之, 徐冰燕, 等. 瑞典生物质气化研究现状. *新能源*, 1993.
- [57] 吴创之, 刘平, 罗曾凡, 徐冰燕, 陈勇. 我国谷壳气化发电现状. *新能源*, 1998.
- [58] 李飞, 张铺, 阴秀丽, 等. 生物质整体气化联合循环发电系统的发展现状. *可再生能源*, 2006, 1.
- [59] Wu Chuangzhi, Zheng Shunpeng, Luo Zengfan, Yin Xiuli, et al. The status and future of biomass gasification & power generation system. China-EU Renewable Energy Technology Conference, Mar., 1999, Brussels.
- [60] Wu C, Yin X, Zheng S, Huang H, Zhang W, Chen Y. A Demonstration Project for Biomass gasification and Power Generation in China. Symposium on Biomass Thermo-chemical conversion, Tyrol, Austria, 2000: 18-25.
- [61] Novem. Technical and economic feasibility of an indirectly fired gas turbine for rural electricity production from biomass (Phase). April 1997. The Netherlands.
- [62] BTG Biomass Technology Group B V. Cleaning of hot producer gas in a catalytic, reverse flow reactor, Final report. Enschede Dec, 1995.
- [63] Wang Y, Zhou J and Kinoshita C M. Parametric tests on catalytic tar reforming of gasified biomass. Sixth National Bioenergy Conference, Nevada October, 1994: 2-6.
- [64] Simell P A, Leppalahji J K, Bredenberg J B. Catalytic purification of tarry fuel gas with carbonate rocks and ferrous materials. *Fuel*, 1992, 71.
- [65] Bridgwater A V, AACM Beenackers, Spila K, Yuan Zhunhong, Wu Chuangzhi, Sun Li. An Assessment of the Possibilities for Transfer of European Biomass Gasification Technology to China. European Communities, 1999.
- [66] Bridgwater A V. Progress in Thermo-chemical Biomass Conversion, Blackwell Science Ltd. UK, 2001.
- [67] 马隆龙, 吴创之, 孙立. 生物质气化技术及其应用. 北京: 化学工业出版社, 2003.
- [68] 屈超蜀, 唐伟柏, 代贵. 城市生活垃圾处理工程. 重庆: 重庆大学出版社, 1994.
- [69] 卢苇. 垃圾焚烧过程中的流动、传热及热解机理研究 [D]. 广州: 华南理工大学出版社, 2001.
- [70] 游清泉. 垃圾的能量. 北京: 能源出版社, 1986.
- [71] 陈勇, 马晓茜, 李海滨, 赵增立. 固体废物能源利用. 广州: 华南理工大学出版社, 2002.
- [72] 张益, 赵由才. 生活垃圾焚烧技术. 北京: 化学工业出版社, 2000.
- [73] Wheeler P A, et al. Fluidized Bed Combustion of Municipal Solid Waste. Proc. of 13th Inter. In: Conf. on FBC, ASME, 1995: 597.
- [74] Cozzani V, et al. A Fundamental Study on Conventional Pyrolysis of Refuse Derived Fuel. Ind. Eng. Chem. Res. 1995(34): 2006-2020.
- [75] Dong-Ke, Zhang, et al. Low-temperature Pyrolysis for Energy Recovery from Municipal and Industrial Wastes. Application for Funding from Targeted Institutional Links Program, 1995: 1-7.
- [76] 汪玉林. 垃圾发电技术及工程实例. 北京: 化学工业出版社, 2003.

- [77] 张衍国. 垃圾清洁焚烧发电技术. 北京: 中国水利水电出版社, 2004.
- [78] 张益, 陶华. 垃圾处理处置技术及工程实例. 北京: 化学工业出版社, 2002.
- [79] 曹本善. 垃圾焚烧厂兴建与操作实务. 北京: 中国建筑工业出版社, 2002.
- [80] 岑可法, 樊建仁, 池作和, 等. 锅炉和热交换器的积灰、结渣、磨损和腐蚀的防止原理与计算. 北京: 科学出版社, 1994.
- [81] 阎常峰, 林伯川, 陈恩鉴, 陈勇. 垃圾焚烧灰渣的熔融物理化学特性分析. 工程热物理学报, 2002, 23(6): 773-775.
- [82] 沈东升. 生活垃圾填埋生物处理技术. 北京: 化学工业出版社, 2003.
- [83] 阮建国. 深圳下坪垃圾卫生填埋场垃圾沼气收集与利用方式研究. 建筑热能通风空调, 2002, 1: 43-45.
- [84] 蒋金良, 马晓茜. 基于生命周期评价的不同电源对环境影响的比较. 电站系统工程, 2004, 3.
- [85] 贾友见, 余志, 吴创之. 4MW. 生物质气化联合循环发电系统的寿命周期评价. 太阳能学报, 2004, 1.
- [86] 樊京春, 王永刚, 高虎. 生物质气化发电的经济效益分析. 能源工程, 2004, 1.
- [87] 杨建新. 面向产品的环境管理工具: 产品生命周期评价. 环境科学, 1999, 1.
- [88] 胡志远, 张成, 浦耿强, 王成彦. 木薯乙醇汽油生命周期能源、环境及经济性评价. 内燃机工程, 2004, 1.
- [89] Mann M K, Spath P L. Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle Power System. NREL, 1997.

第 6 篇 海洋能发电

主编单位：中山大学

中国科学院广州能源研究所

哈尔滨工业大学

南开大学

华东师范大学

主 编：余 志 游亚戈 张 亮 陈 军 郭成涛

编写人员：余 志（中山大学）

游亚戈 郑永红 吴必军

（中国科学院广州能源研究所）

张 亮（哈尔滨工业大学）

陈 军 陶占良（南开大学）

郭成涛（华东师范大学）

王传崑（国家海洋局第二海洋研究所）

www.plcworld.cn

第1章 总 论

海洋被认为是地球上最后的资源宝库，也被称作能源之海。海洋能利用的历史至少可以追溯到中世纪时期。考古发现，早在9世纪，我国的唐朝，在山东蓬莱就已出现以潮汐为动力的潮汐磨。11世纪在高尔、安达卢西亚和英国沿岸已有原始的潮汐水车在运转。波浪能和温差能的利用设想也早在19世纪末就已提出。但是，有规模的对海洋能进行开发研究是20世纪50年代以后，首先是潮汐能，然后是波浪能、温差能和海流能等。本章简要介绍海洋能的分类、海洋能发电基本原理与关键技术以及海洋能发电利用前景等。

1 海洋能的分类

海洋能通常是指海洋中所特有的依附于海水的可再生自然资源，即潮汐能、潮流能、波浪能、海流能、温差能和盐差能。有的学者把不是海洋中特有的海上风能和海洋中的生物质能也列为海洋能，本章不对此进行讨论。此外，考虑到盐差能仍处于原理性研究阶段，除本章提到的基础概念外，本篇不再作进一步的讨论。按能量储存形式，海洋能可分为机械能，如潮汐能、潮流能、波浪能；热能，如温差能；物理化学能，如盐差能。究其原因，除潮汐能和潮流能是月球和太阳引潮力的作用产生的以外，其他均产生于太阳辐射。

1.1 潮汐能

潮汐能是指海水涨落和潮落形成的水的势能，其利用原理和水力发电相似。潮汐能的能量与潮量和潮差成正比。或者说，与潮差的平方和水库的面积成正比。与水力发电相比，潮汐能的能量密度很低，相当于微水头发电的水平。世界上潮差的较大值约为13~15m，我国的最大值（杭州湾独潮）为8.9m。一般说来，平均潮差在3m以上就有实际应用价值。

1.2 波浪能

波浪能是指海洋表面波浪所具有的动能和势能。波浪的能量与波高的平方、波浪的运动周期以及迎波面的宽度成正比。波浪能是海洋能源中能量最不稳定的一种能源。台风导致的巨浪，其功率密度可达每米迎面波数千千瓦，破坏力巨大。波浪能丰富的欧洲北海地区，年平均波浪功率密度约为20~40kW/m。中国海岸大部分的年平均波浪功率密度为2~7kW/m。

1.3 潮流能

潮流能是指海水流动的动能，主要是指海底水道和海峡中较为稳定的流动以及由于潮汐导致的有规律的海水流动。潮流能的能量与流速的平方和流量成正比。相对波浪能而言，潮流能的变化要平稳且有规律得多。潮流能随潮汐的涨落每天2次改变大小和方向。一般说来，最大流速在2m/s以上的水道，其潮流能均有实际开发的实际价值。

1.4 温差能

温差能是指海洋表层海水和深层海水之间水温之差的热能。海洋的表面把太阳的辐射能的大部分转化成为热水并储存在海洋的上层。另外，接近冰点的海水大面积地在不到1000m的深度从极地缓慢地流向赤道。这样，就在许多热带或亚热带海域终年形成20℃以上的垂直海水温差。利用这一温差可以实现热力循环并发电。

1.5 盐差能

盐差能是指海水和淡水之间或两种含盐浓度不同的海水之间的化学电位差能，主要存在于河海交接处。同时，淡水丰富地区的盐湖和地下盐矿也可以利用盐差能。盐差能是海洋能中能量密度最大的一种可再生资源。通常，海水（35‰盐度）和河水之间的化学电位差有相当于240m水头差的能量密度。这种位差可以利用半渗透膜（水能通过，盐不能通过）在盐水和淡水交接处实现。利用这一水位差就可以直接由水轮发电机发电。

2 海洋能利用的基本原理与关键技术

海洋能是各种可再生资源中类型最多的一种，其基本转换原理所涉及的学科较多，包括流体力学与流体机械、工程热物理和电化学等。本节将简要介绍各种海洋能转换的基本原理及研究的关键技术问题。

2.1 潮汐能发电的原理与技术

潮汐能利用的主要方式是发电。通过贮水库，在涨潮时将海水储存在贮水库内，以势能的形式保存，然后，在落潮时放出海水，利用高、低潮位之间的落差，推动水轮机旋转，带动发电机发电。潮汐电站的功率与落差及水的流量成正比。但由于潮汐电站在发电时贮水库的水位和海洋的水位都是变化的（海水由贮水库流出，水位下降，同时，海洋水位也因潮汐的作用而变化）。因此，潮汐电站是在变工况下工作的，水轮发电机组和电站系统的设计要考虑变工况、低水头、大流量以及防海水腐蚀等因素，远比常规的水电站复杂，效率也低于常规水电站。

潮汐电站按照运行方式和对设备要求的不同，可以分成单库单向型、单库双向型和双库单向型等。

2.1.1 单库单向型

单库单向型是在涨潮时将贮水库闸门打开，向水库充水；平潮时关闭；落潮后，待贮水库与外海有一定水位差时开闸，驱动水轮发电机组发电。单库单向发电方式的优点是设备结构简单，投资少；缺点是发电断续，1天中约有65%的时间处于贮水和停机状态。

2.1.2 单库双向型

单库双向型有两种设计方案。第一种方案利用两套单向阀门控制两条向水轮机引水的管道。在涨潮和落潮时，海水分别从各自的引水管道进入水轮机，使水轮机单向旋转带动发电机。第二种方案是采用双向水轮机组。

2.1.3 双库单向型

这个方案采用两个水力相连的水库,可实现潮汐能连续发电。涨潮时,向高贮水库充水;落潮时,由低贮水库排水,利用两水库间的水位差,使水轮发电机组连续单向旋转发电。

潮汐发电的关键技术主要包括低水头、大流量、变工况水轮机机组设计制造;电站的运行控制;电站与海洋环境的相互作用,包括电站对环境的影响和海洋环境对电站的影响,特别是泥沙冲淤问题;电站的系统优化,协调发电量、间断发电以及设备造价和可靠性等之间的关系;电站设备在海水中的防腐等。

2.2 波浪能的转换原理与技术

波浪发电是波浪能利用的主要方式。此外,波浪能还可以用于抽水、供热、海水淡化以及制氢等。波浪能利用装置的种类繁多,有关波浪能装置的发明专利超过千项。因此,波浪能利用又被称为发明家的乐园。但这些装置大都源于几种基本原理,即利用物体在波浪作用下的振荡和摇摆运动;利用波浪压力的变化;利用波浪的沿岸爬升将波浪能转换成水的势能等。经过20世纪70年代对多种波浪能装置进行的实验室研究和20世纪80年代进行的实海况试验及应用示范研究,波浪发电技术已逐步接近实用化水平,研究的重点也集中于几种被认为是具有商品化价值的装置,包括振荡水柱式装置、摆式装置和聚波水库式装置。

波浪发电装置大都可看作作为一个包括三级能量转换的系统。一般来说,一级能量转换机构直接与波浪相互作用,将波浪能转换成装置的动能或水的位能或中间介质(如空气)的动能与压能等;二级能量转换机构将一级能量转换所得到的能量转换成旋转机械的动能,如水力透平、空气透平、液力透平等;三级能量转换将旋转机械的动能通过发电机转换成电能。以下介绍几种装置的能量转换原理及过程。

2.2.1 振荡水柱式波浪能装置

振荡水柱式波浪能装置可分为漂浮式和固定式两种。目前,已建成的振荡水柱式波浪能装置都利用空气作为转换的介质。一级能量转换机构为气室,二级能量转换机构为空气透平。气室的下部开口在水下与海水连通,气室的上部也开口(喷嘴),与大气连通。在波浪力的作用下,气室下部的水柱在气室内做强迫振动,压缩气室的空气往复通过喷嘴,将波浪能转换成空气的压能和动能。在喷嘴安装一个空气透平并将透平转轴与发电机相连,则可利用压缩空气驱动透平旋转并带动发电机发电。振荡水柱式波浪能装置的优点是转动机构不与海水接触,防腐性能好,安全可靠,维护方便;缺点是二级能量转换效率较低。

2.2.2 摆式波浪能装置

摆式波浪能装置也可分为漂浮式和固定式两种。摆体是摆式装置的一级能量转换机构。在波浪的作用下,摆体做前后或上下摆动,将波浪能转换成摆轴的动能。与摆轴相连的通常是液压装置,它将摆的动能转换成液压泵的动能,再带动发电机发电。摆体的运动很适合同波浪大推力和低频的特性。因此,摆式装置的转换效率较高,但机械和液压机构的维护较为困难。摆式装置的另一优点是可以方便地与相位控制技术相结合。相位控制技术可以使波浪能装置吸收装置迎波宽度以外的波浪能,从而大大提高装置的效率。

2.2.3 聚波水库波浪能装置

聚波水库装置利用喇叭形的收缩波道,作为一级能量转换机构。波道与海连通的一面开口宽,然后逐渐收缩至贮

水库。波浪在逐渐变窄的波道中,波高不断地被放大,直至波峰越过边墙,将波浪能转换成势能储存在贮水库中。收缩波道具有聚波和转能的双重作用。水库与外海间的水头落差可达3~8m,利用水轮发电机组可以发电。聚波水库装置的优点是一级转换没有活动部件,可靠性好,维护费用低,系统出力稳定;不足之处是电站建造对地形有要求,不易推广。

波浪能利用中的关键技术主要包括波浪的聚集与相位控制技术;波浪能装置的波浪载荷及在海洋环境中的生存技术;波浪能装置建造与施工中的海洋工程技术;不规则波浪中的波浪能装置的设计与运行优化等。

2.3 海洋温差能的转换原理与技术

除了发电之外,海洋温差能利用装置还可以同时获得淡水、深层海水、进行空调并可以与深海采矿系统中的扬矿系统相结合。因此,基于温差能装置可以建立海上独立生存空间并作为海上发电厂、海水淡化厂或海洋采矿、海上城市或海洋牧场的支持系统。总之,温差能的开发应以综合利用为主。

海洋温差能转换主要有开式循环和闭式循环两种方式。

2.3.1 开式循环发电系统

开式循环系统主要包括真空泵、温水泵、冷水泵、闪蒸器、冷凝器、汽轮发电机组等部分。真空泵先将系统内抽到一定的真空,接着启动温水泵把表层的温水抽入闪蒸器,由于系统内已保持有一定的真空度,所以温水就在闪蒸器内沸腾蒸发,变为蒸汽。蒸汽经管道由喷嘴喷出推动汽轮机运转,带动发电机发电。从汽轮机排出的低压蒸汽进入冷凝器,被由冷水泵从深层海水中抽上的冷海水所冷却,重新凝结为水,并排入海中。在此系统中,作为工作介质的海水,由泵吸入闪蒸器蒸发→推动汽轮机做功→经冷凝器冷凝后直排入海中,故称此工作方式的系统为开式循环系统。在开式循环系统中,海水作为工作流体和介质,闪蒸器和冷凝器之间的压差非常小,因此,必须充分注意管道等的压力损耗,且使用的透平尺寸较大。开式循环的副产品是经冷凝器排出的淡水,这是它的有利之处。

2.3.2 闭式循环发电系统

闭式循环系统不以海水而采用一些低沸点的物质(如丙烷、氟利昂、氨等)作为工作介质,在闭合回路内反复进行蒸发、膨胀、冷凝。因为系统使用低沸点的工作介质,所以蒸汽的工作压力得到提高。

闭式循环与开式循环的系统组件及工作方式均有所不同,开式系统中的闪蒸器改为蒸发器。当温水泵将表层海水抽上送往蒸发器时,海水自身并不蒸发,而是通过蒸发器内的盘管把部分热量传递给低沸点的工作流体,如氨水。温水的温度降低,氨水的温度升高并开始沸腾变为氨气。氨气经过汽轮机的叶片通道,膨胀做功,推动汽轮机旋转。汽轮机排出的氨气进入冷凝器,在冷凝器内由冷水泵抽上的深层冷海水冷却后重新变为液态氨,再用氨泵(工质泵)把冷凝器中的液态氨重新压进蒸发器,以供循环使用。

闭式循环系统由于使用低沸点工质,可以大大减小装置,特别是汽轮机组的尺寸。但使用低沸点工质可能会对环境污染。

温差能利用的最大困难是温差太小,能量密度太低。温差能转换的关键是强化传热传质技术。同时,温差能系统的综合利用,还是一个多学科交叉的系统工程问题。

2.4 潮流能利用的原理与关键技术

潮流能的利用方式主要是发电,其原理和风力发电相似,即利用海水的流动带动汽轮机转动做功。但由于海水的密度约为空气的1000倍,且装置必须放于水下,因此潮流发电存在一系列的关键技术问题,包括安装维护、电力输送、防腐、海洋环境中的载荷与安全性能等。此外,潮流发电装置和风力发电装置的固定形式和汽轮机设计也有很大的不同。潮流装置可以安装固定于海底,也可以安装于浮体的底部,而浮体通过锚链固定于海上。潮流中的汽轮机设计也是一项关键技术。

2.5 盐差能的转换原理与关键技术

盐差能的利用主要是发电,其基本方式是将不同盐浓度的海水之间的化学电位差能转换成水的势能,再利用水轮机发电,具体主要有渗透压式、蒸汽压式和机械—化学式等,其中渗透压式方案最受重视。

将一层半透膜放在不同盐度的两种海水之间,通过这个膜会产生一个压力梯度,迫使水从盐度低的一侧通过膜向盐度高的一侧渗透,从而稀释高盐度的水,直到膜两侧水的盐度相等为止。此压力称为渗透压,它与海水的盐浓度及温度有关。下面介绍两种渗透压式盐差能转换方法。

2.5.1 水压塔渗透压系统

水压塔渗透压系统主要由水压塔、半透膜、海水泵、水轮机—发电机组等组成。其中,水压塔与淡水间由半透膜隔开,而塔与海水之间通过水泵连通。系统的工作过程为先由海水泵向水压塔内充入海水,同时,由于渗透压的作用,淡水从半透膜向水压塔内渗透,使水压塔内水位上升。当塔内水位上升到一定高度后,便从塔顶的水槽溢出,冲击水轮机旋转,带动发电机发电。为了使水压塔内的海水保持一定的盐度,必须用海水泵不断向塔内打入海水,以实现系统连续工作。

2.5.2 强力渗透压系统

强力系统的能量转换方法是在河水与海水之间建两座水坝分别称为前坝和后坝,并在两水坝之间挖一低于海平面约200m的水库。前坝内安装水轮发电机组,使河水与低水库相连,而后坝底部则安装半透膜渗滤器,使低水库与海水相通。系统的工作过程为当河水通过水轮机流入低水库时,冲击水轮机旋转并带动发电机发电。同时,低水库的水通过半透膜流入海中,以保持低水库与河水之间的水位差。理论上这一水位差可以达到240m,但实际上要在比此压差小很多时,才能使淡水顺利通过透水而不透盐的半透膜直接排入海中。此外,薄膜必须用大量海水不断地冲洗才能将渗透过薄膜的淡水带走,以保持膜在海水侧的水的盐度,使发电过程可以连续。

渗透压式盐差能发电系统的关键技术是膜技术和膜与海水介面间的流体交换技术。

3 海洋能发电的利用前景

21世纪,海洋将在为人类提供生存空间、食品、矿物、

能源及水资源等方面发挥重要作用,而海洋能源也将扮演重要角色。从技术及经济上的可行性,可持续发展的能源资源以及地球环境的生态平衡等方面分析,海洋能中的潮汐能作为成熟的技术将得到更大规模的利用;波浪能将逐步发展成为行业,近期主要是固定式,但大规模利用要发展漂浮式;可作为战略能源的海洋温差能将得到更进一步的发展,并将与海洋开发综合实施,建立海上独立生存空间和工业基地;潮流能也将在局部地区得到规模化应用。

潮汐能的大规模利用涉及大型的基础建设工程,在融资和环境评估方面都需要一个相当长的过程。大型潮汐电站的研建往往需要几十年,甚至上百年的过程。因此,应重视对可行性分析的研究。目前,还应重视对机组技术的研究。在投资政策方面,可以考虑中央、地方及企业联合投资,也可参照风力发电的经验,在引进技术的同时,由国外贷款。

波浪能经历了十多年的示范应用过程后,逐步向商业化应用发展,且在降低成本和提高利用效率方面仍有较大技术潜力。依靠聚能技术、海工技术以及控制技术,波浪能发电利用的成本可望在6~10年的时间内,在目前的基础上下降2~4倍,达到成本接近每千瓦装机容量1万元人民币的水平。

从可持续发展的观点和需求看,温差能利用应放到相当重要的位置,与能源利用、海洋高技术、国防科技综合考虑。海洋温差能的利用可以提供可持续发展的能源、淡水、生存空间并可以和海洋采矿与海洋养殖业共同发展,解决人类生存和发展的资源问题。需要开展的研究课题,基础方面,重点研究低温差热力循环过程,解决高效强化传热及低压热力机组以及相应的热动力循环和海洋环境中的载荷问题。建立千瓦级的实验室模拟循环装置并开展相应的数值分析研究,提供设计技术;在技术项目方面,应尽早安排百千瓦级以上的综合利用实验装置,并可以考虑与南海的海洋开发和国土防卫工程相结合,作为海上独立环境的能源、淡水以人工环境(空调)和海上养殖场的综合设备。

中国是世界上潮流能量资源密度最高的国家之一,发展潮流能有良好的资源优势。潮流能也应先建设百千瓦级的示范装置,解决机组的水下安装、维护和海洋环境中的生存问题。潮流能和风能一样,可以发展“集群”,以一定的单机容量发展标准化设备,从而达到工业化生产以降低成本的目的。

综上所述,中国的海洋能利用,近期应重点发展百千瓦级的波浪、潮流能机组及设备的产业化;结合工程项目发展万千瓦级潮汐电站;加强对温差能综合利用的技术研究,中、长期可以考虑的是,万千瓦级温差能综合海上生存空间系统,中大型海洋生物牧场。必须强调的是,海洋能的利用是和能源、海洋、国防、国土开发都紧密相关的领域,应当以发展和全局的观点来考虑。

第2章 海洋能资源与评价

1 海洋能储量及其特征

海洋能广泛地存在于占地球表面积 71% 的海洋上, 总蕴藏量巨大。同时, 海洋还不间断地接受太阳辐射及受月亮和太阳引潮力的作用, 所以海洋能又是可再生的, 可谓取之不尽, 用之不竭。全世界各种海洋能的固有功率 (理论可再生功率) 约为 76.6 TW。其中, 以温差能和盐差能最大, 各为 40 TW 和 30 TW; 波浪能和潮汐能居中, 均为 3 TW; 海流能最小, 为 0.6 TW。当然也必须指出, 以上巨量的海洋能资源并不是全部可以开发利用的。全球海洋能技术上可利用的功率约为 6.4 TW。

我国的潮汐能储量估算值为 100 GW 量级, 但实际可利用值远小于此数。根据中国海洋能资源区划结果, 沿海潮汐能可开发的潮汐电站坝址为 424 个, 总装机容量约为 22 GW。浙江和福建沿海为潮汐能较丰富的地区。

根据中国沿海海洋观测台站资料估算得到, 中国沿海理论波浪年平均功率约为 13 GW。但由于不少海洋台站的观测地点处于内湾或风浪较小的位置, 故实际的沿海波浪功率要大于此数。其中浙江、福建、广东和台湾沿海为波浪能丰富的地区。

利用中国沿海 130 个水道、航门的各种观测及分析资料, 计算统计获得中国沿海潮流能的年平均功率理论值约为 14 GW。其中辽宁、山东、浙江、福建和台湾沿海的潮流能较为丰富, 不少水道的能量密度为 $15 \sim 30 \text{ kJ/m}^2$, 具有良好的开发值。值得指出的是, 中国的潮流能属于世界上功率密度最大的地区之一, 特别是浙江舟山群岛的金塘、龟山和西堠门水道, 平均功率密度在 20 kJ/m^2 以上, 开发环境和条件很好。

根据中国海洋水温测量资料计算得到的中国海域的温差能约为 500 GW, 其中 99% 在南中国海。南海的表层水温年均在 26°C 以上, 深层水温 (800 m 深处) 常年保持在 5°C , 温差为 21°C , 属于温差能丰富的区域。

我国的盐差能估计为 110 GW, 主要集中在各大江河的出海口。同时, 我国青海省等地还有不少内陆盐湖可以利用。

海洋能虽然具有蕴藏量大、可再生等优点, 但是存在能量密度低、资源分布随时、空变化等不足, 且各种海洋能资源的特性也有所不同, 开发技术难度各异。表 6.2-1 给出了各类海洋能的特性。

表 6.2-1 各类海洋能的特性

种类	成因	富集区域	能量大小	时间变化
潮汐能	由作用在地球表面海水上的月亮和太阳的引潮力产生	$45^\circ \sim 55^\circ \text{N}$ 大陆沿岸	与潮差的平方和海湾面积成正比	潮位 (潮差) 和流速、流向以半日 (日) 为主的周期性变化, 规律性很强
海流能			与流速的平方和流量成正比	

续表

种类	成因	富集区域	能量大小	时间变化
波浪能	由海面上风的作用产生	北半球两大洋东侧	与波高的平方和周期及迎波宽度成正比	随机性的周期性变化, 周期范围 1~16s
海流能	由海水温度、盐度分布不均引起的密度、压力梯度或海面上风的作用产生	北半球两大洋西侧	与流速的平方和流量成正比	比较稳定
温差能	由海洋表、深层吸收太阳辐射热量的不同和大洋环流经向热量输送而产生	低纬度大洋	与具有足够温差海区的暖水温和温差成正比	相当稳定
盐差能	由淡水向海水渗透形成的渗透压产生	大江河口附近	与渗透压和入海淡水量成正比	随入海水量的季节和年际变化而变化

2 潮汐能资源及其分布

2.1 全球海洋的潮汐能资源

潮差在大洋和内陆海较小, 如里海、波罗的海、地中海只有几厘米。在水深变浅的港湾, 尤其是海岸逐渐收缩的喇叭形海湾的顶部, 潮差可达 10 m 以上。许多研究报告的结论认为, 全球潮汐能理论储量大于潮流波在大陆架上耗散的功率 1.7 TW, 而接近潮流波在海洋中总耗散的功率 2.4 TW。表 6.2-2 给出了世界上部分大潮差的地点分布。

表 6.2-2 世界各地大潮差地点分布

地 点	潮差 (m)
白海 (Mer Blanche)	
美普 (Mezen, Cap Tolstik)	8.30
阿拉斯加 (Alaska)	
克尼克·阿姆 (Knik Arm, Anchorage)	9.40
英国和爱尔兰	
克罗弗 (Cloveilly)	8.50
依尔弗兰-荷勃 (Ilfrcombe)	9.65
波罗奇 (Porloch)	10.70
瓦奇特 (Watchet)	11.70
布哈姆 (Barnham)	12.35
布列斯托 (港口) (Bristol Channel, Portishead)	16.30
布列斯托尔 (国王路) (Bristol, King Roads)	14.00
布列斯托尔 (阿房河) (Bristol, River Avon)	11.35

续表

地 点	潮差 (m)
比奇来比尔(塞纹河)(Beachley Pier, River Severn)	14.00
乞度斯托(Chepstow, River Wye)	12.95
新港(Newport)	13.30
卡尔的夫(攀纳斯)(Cardiff, Penderth)	12.65
巴塞(Barry)	11.75
纳斯珀伯特(Nash Point)	10.85
波特·太尔堡(Port Talbot)	9.60
斯旺西(Swansea)	9.50
瓦朗奇特(Worms Head)	8.85
贝尔依赖特(兰纳尔)(Burry Inlet, Lanely)	8.65
土德河(弗列边)(River Towy, Ferryside)	8.45
坦比(Tenby)	9.00
第河(希尔贝岛)(Dee River, Hilber Island)	9.35
利物浦(Liverpool)	9.70
利勃路蔡姆河(River Ribble Lytham)	9.40
布列斯敦(Preston)	9.30
伍列河(弗利特伍德)(River Wyre, Fleetwood)	9.80
摩尔卡姆德(Morecambe)	9.55
巴罗港(Narrow Docks)	9.60
塔恩波特(Tarnpoint)	8.60
瓦特哈德(Whitehaven)	8.85
雷罗斯(Silloth)	9.36
拉姆齐(人岛)(Ramsey, Ile de Man)	8.35
阿根廷(Argentine):	
佩多·圣·克鲁斯(Puerto Santa Cruz)	12.50
佩多瑞克(Puerto Rico)	12.70
卡普·维基恩斯(Cap Virgenes)	10.55
山·安东尼奥(San Antonio)	9.70
圣·霍斯湾(Gulfs San Jose)	8.70
澳大利亚(Australia)	
南西斯维(太平洋)(Thirsty Sound, Pacific)	11.70
福兹克罗斯河(印度洋)(Fitzroy River, Indian Ocean)	14.00
巴西(Brazil)	
马拉卡(maraca)	9.60
加拿大(Canada)	
戴维斯海峡(弗罗比舍湾, 巴芬湾)(Davis Strait, Fro-bisher Bay, Baffin Bay)	
昂家瓦湾(科克索克河)(Ungava Bay, River Koksook)	12.55
米纳斯湾(新斯科舍)(Minas Basin, Nouvelle-Ecosse)	15.20
芬地-安那波利斯湾(新斯科舍)(Bay de Fundy-Annapolis, Nouvelle-Ecosse)	9.85
圣·约翰(新不伦瑞克省)(Saint-John, Nouveau-Brunswick)	8.85
韩国(Korea)	
首尔(Seoul)	13.20
苏格兰(Scotland)	
索耳威河口(阿比·希德)(Solway Firth, Abbey Head)	8.60

续表

地 点	潮差 (m)
法国(France)	
布伦(Boulogne)	9.45
圣瓦列来(Saint-Valery)	10.75
荷台尔(Hourdel)	10.75
凯斯(Cayeux)	11.05
勒特雷波尔(Le Treport)	11.00
地波(Dieppe)	9.95
赛纳滨海(Saint-Valery-en-Caux)	9.45
弗卡姆波(Fecamp)	8.65
勒阿弗尔(Le Havre)	8.35
克列贝夫(Quillebeuf)	9.00
高瑞(Goury)	8.55
迪耶莱特(Dielette)	10.55
雷斯文瑞候(Lees Ecrehou)	12.15
卡特(Carteret)	12.25
里斯内斯特(Le Senequet)	13.00
格拉维尔(Granville)	14.65
肖塞岛(Ile Chausey)	14.10
康卡尔(Cancalle)	14.80
圣马诺(Saint-Malo)	13.25
莱曼基耶岛(Les Minquiers)	12.55
圣卡斯特(Saint-Cast)	13.35
爱尔克(Erquy)	12.35
圣雷维特里厄(Saint-Quay-Portrieux)	12.50
贝姆布尔(paimpol)	11.70
布列哈特岛(克罗斯港)(Ile de Brehat, Port Clos)	11.55
阿尔兹湾(Ile-de-Brehat)	10.95
莱蒙特列斯(Lezardrieux)	11.45

世界运行、设计、研究及建议的主要潮汐电站的资料见表 6.2-3。

表 6.2-3 世界各国运行、设计、研究及建议的主要潮汐电站

电站名称	平均潮差 (m)	大潮平均潮差 (m)	水库面积 (km ²)	装机容量 (GW)	年发电量 (TWh)	设计年份
俄罗斯						
1. 美津	5.66	6.76	2640	15.2	42	1983
2. 卢姆波夫	4.2	5.2	92	0.67	2	1984
3. 品仁湾 南坝址 北坝址	6.3 6.2	11.4	205 30 6788	87.4 21.4	190 71.4	1984 1984
4. 西古尔	5.38	6.81	1080	6.8	16.2	1992
5. 科列	2.36	3.31	5.57	0.040 8	0.021	1991
6. 基斯洛湾	2.3	2.8	1.1	0.000 4	0.001	1968 ^D

续表

电站名称	平均潮差 (m)	大潮平均潮差 (m)	水库面积 (km ²)	装机容量 (GW)	年发电量 (TWh)	设计年份
法国						
7. 朗斯	8.5	11.4	22	0.24	0.5	1967 ^①
8. 绍泽	8.5		730	12	23	1978
9. 科坦金	8.0		4750	50	120	1961
10. 泽西	8.0	12.4		15	50	
英国						
11. 塞文	8.3	11.3	480	8.64	17	1969
12. 索尔威湾	5.1	7.2	777	6.83	10.05	1980
13. 莫尔卡姆	6.2	8.2	234	3.2	5.4	1980
14. 默西	6.5	8.4	60	0.7	1.39	1992
15. 孔维		6.5	5.5	0.033		1989
16. 瓦佐		8.2	9.6	0.06	0.13	
加拿大						
17. 坎伯兰	9.8	12.8	86	1.15	3.42	1992
18. 科别库依德	11.8	15.2	264	4.028	11.77	1982
19. 安纳波利	6.4	8.7	15	0.019	0.03	1984 ^②
印度						
20. 卡奇	5.3	7.2	639	1.6	3	
21. 坎贝湾	6.8	10.3	1972	7.364	15.4	
中国						
22. 江厦	5.08	8.39	1.4	0.003 2	0.006	1974 ^③
23. 白沙口	2.36		3.2	0.000 96	0.002	1973 ^③
24. 乐清湾	4.5	8.3	178	0.39	1.04	
韩国						
25. 加藤林	4.72	6.55	50	0.4	0.84	1981

① 已运行发电的电站。

2.2 中国沿岸的潮汐分布

潮汐电站选址首先要考虑有适合建库的海湾、海岸和潮汐类型。潮汐电站的开发、运行方式与站址的潮汐类型关系密切，潮差是潮汐强弱的标志，也是潮汐能能量密度量度的指标。

2.2.1 海岸分布

迄今的潮汐能利用主要指筑坝拦截海湾口或河口形成水库，用涨落潮时水库内外的水位差发电的开发方式。因此，潮汐电站最重要的两个条件是：要有较大的潮差和有适合做水库的海湾或河口，所以潮汐能资源的储量和分布决定于这两个条件。我国海岸的形态和成因类型多种多样，按海岸地质、地貌特征划分，主要有基岩海岸、平原海岸和生物海岸三类。

2.2.1.1 基岩海岸

基岩海岸又称港湾海岸，主要由地质构造活动及波浪作用形成。沿岸波浪能能量大，作用强烈，是塑造海岸的主要动力。其特征是山地直接临海，地势险峻，海岸曲折，多有伸入陆地的天然港湾，岬湾相间，岸滩狭窄，水下岸坡较陡，深水逼岸。沿岸基岩岛屿众多，常在沿岸及湾口一带形成水深流急的水道，也常使湾口或岬角深水岸段受到一定程度的抛护。海岸带的潮上带往往基岩裸露，潮下带沉积物由砾石

和粗砂组成。此类海岸主要分布在北起辽东半岛南部的大洋河口，向西绕过辽东半岛南端至辽河口附近，小凌河口至河北秦皇岛，山东半岛北部被县虎头崖，向东绕过山东半岛顶部至江苏连云港附近，浙江镇海角以南经福建至广东、广西岸段，以及台湾东岸和海南岛东南岸段。此类海岸具有开发潮汐能资源的良好地质条件。

2.2.1.2 平原海岸

主要由江河携带入海的泥沙在风浪和沿岸流作用下形成。潮流是塑造此类海岸的主要动力因素，波浪作用较弱，仅作用在岸外较远处，岸外有很宽的破波带。此类海岸由厚而松散的沉积物组成，主要成分是细粉砂、极细粉砂和黏土等。此类海岸线比较平直单调，岸上地带平坦，潮间带宽阔，沿岸湾少水浅，缺乏天然良港和岛屿，多沙洲、浅滩。平原海岸又可分为以下三类：

(1) 河口三角洲海岸，主要分布在大河入海处，如辽河、黄河、长江、钱塘江和珠江等河口附近。此类海岸的特征是地势平坦，岸滩水浅坡缓，海岸组成物质较细。在北方多为向海突出的弧状三角洲，在南方多为湾型三角洲。

(2) 砂砾质海岸，主要分布于辽宁黄龙尾至盖平角、小凌河以西，河北大清河口以东，福建闽江口以南，台湾岛西岸，广东大亚湾以东和阳江以西，海南岛和广西沿岸。其特征是海岸组成物质以粗粒级为主，岸滩和下水岸坡较远较淤泥质海岸陡，坡度一般大于0.01。海滩一般较狭窄，仅几十米至几百米。

(3) 淤泥质海岸，主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、苏北、长江口、浙江至闽江口以北的港湾和珠江口等岸段。其特征是海岸组成物质较细，一般海滩宽度大，坡度小，滩宽几千米至几十千米，滩顶坡度一般为 $5 \times 10^{-4} \sim 2 \times 10^{-3}$ 。

2.2.1.3 生物海岸

又分为珊瑚海岸和红树林海岸两种。珊瑚海岸是指由珊瑚的骨骼堆积而成的礁石海岸，主要分布于南海诸岛、雷州半岛，海南岛东北和西北部沿岸也有断续分布；红树林海岸主要分布在福建福鼎以南经泉州湾至广东珠江口以西部分岸段，此外广西钦州湾一带也有断续分布。

以上几种海岸以基岩海岸和砂砾质海岸适合作潮汐电站的海湾最多，其次是河口三角洲海岸和淤泥质海岸也有较适宜潮汐电站站址。仅就海岸条件而言，自浙江杭州湾口南岸的镇海至广东雷州半岛东岸和辽东半岛、山东半岛的基岩港湾类海岸最为适合潮汐能的资源开发利用。

2.2.2 潮汐类型

我国近海的潮汐主要由太平洋传入的潮波引起（见图6.2-1），主要分为两个分支，一支经日本九州和我国台湾之间水域进入东海，其中小部分进入台湾海峡，而绝大部分向西北方向传播，引起黄海、渤海的潮波动；另一支通过巴士海峡传入南海，形成南海的潮波。潮波在传播过程中，由于受地球偏转力以及海底轮廓的影响，变得因地而异，所以我国沿岸各地的潮汐类型多样，潮差各异。

我国沿岸的潮汐类型以正规半日潮为主，黄海、东海绝大部分沿岸为正规半日潮，南海、渤海沿岸有正规半日潮，也有正规全日潮。

2.2.2.1 渤海沿岸

潮汐类型较为复杂，大体而言以不正规半日潮为主，另有小范围的正规全日潮和不正规全日潮。从旅顺至团山角的整个辽东湾、渤海湾及莱州湾皆为不正规半日潮；秦皇岛及其以东的部分水域和黄河三角洲神仙沟以南的局部水域为正规全日潮；两个正规全日潮水域的两侧为不正规

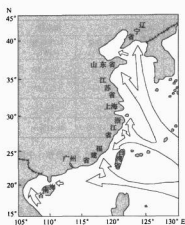


图 6.2-1 传入中国沿岸的潮波系统

全日潮。

2.2.2.2 黄海沿岸

以正规半日潮为主。除了山东半岛顶部(威海经成山角至靖海角)和连云港外海为不正规半日潮外,整个黄海沿岸均为正规半日潮。

2.2.2.3 东海沿岸

潮汐类型比较单一。从长江口至福建沿岸水域基本上以正规半日潮为主,只有杭州湾口南部的镇海、穿山至舟山岛定海之间的部分水域为不正规半日潮;台湾海峡的潮汐类型以福建浮头湾—澎湖—台湾港口一线为界,以北为正规半日潮,以南为不正规半日潮。

2.2.2.4 南海沿岸

潮汐类型较为复杂,以不正规半日潮和正规全日潮为主,有一定范围的不正规全日潮。广东大部分沿岸为不正规半日潮;广西、雷州半岛西岸、海南岛感恩角至新盈港为正规全日潮;海南岛铜鼓嘴至莺歌海、东沙、西沙和南沙群岛沿岸为不正规全日潮。

2.2.3 潮差分布

中国海域潮差分布的总趋势是东海最大,黄海、渤海其次,南海最小。东海外侧小、内侧大,内侧南部最大;黄海中央小、沿岸大,而且东侧大、西侧小;渤海中央小、湾顶大、湾口小;南海中部小、北部大,北部湾北端最大。中国沿岸各地的最大可能潮差(理论计算值)见表 6.2-4。

表 6.2-4 中国沿岸各地的最大可能潮差(理论计算值) m

地名	最大可能潮差	地名	最大可能潮差
大鹿岛	7.44	石臼所	5.87
海洋岛	5.50	连云港	6.44
大连	4.07	吕泗	6.77
营口	5.40	高桥	4.79
葫芦岛	4.60	灌漕	9.86
秦皇岛	1.96	沈家门	5.13
塘沽	5.29	石浦	6.93
龙口	2.22	坎门	4.98
烟台	1.96	温州	6.17
乳山口	4.78	厦门	7.23
青岛	5.25	基隆	1.16

续表

地名	最大可能潮差	地名	最大可能潮差
淡水	3.38	广州	3.06
后龙	5.04	南澳	4.38
新港	3.04	湖州	4.78
东港	1.38	浙江	5.30
苏澳	1.94	海口	3.51
台东	1.82	三亚	2.38
兰屿	1.82	东方(八所)	4.13
汕头	4.08	流砂	5.20
汕尾	2.66	北海	6.90
甲子	2.11	东山	4.48

2.2.3.1 渤海沿岸

辽东湾顶部潮差最大,营口为 2.7m;渤海湾顶部潮差次之,塘沽为 2.5m;其他岸段潮差较小,龙口为 0.9m;渤海海峡为 1m 左右;秦皇岛附近潮差最小为 0.7m。

2.2.3.2 黄海沿岸

辽东半岛南部沿岸自西向东潮差逐渐增大,大连为 2.1m,至东端达最大,赵氏均为 4.0m;山东半岛北部潮差较小,烟台为 1.7m,顶部潮差最小,成山头为 0.7m,南岸自东北向西南潮差逐渐增大,乳山口为 2.4m,青岛为 2.8m,石臼所 3.0m,至海州湾顶连云港潮差最大为 3.4m;苏北沿岸潮差北部小,南部大,北部至射阳河口潮差最小,再向南又渐增,狼港至小洋口附近潮差最大,小洋口为 4.29m,小洋口外最大潮差达 9.28m (1980 年实测),为中国最大潮差的极值。再向南渐减,至吕泗为 3.82m。

2.2.3.3 东海沿岸

由北向南潮差渐增,长江口至石浦潮差中等为 2.4~3.5m。其中,杭州湾口南岸宁波镇海至舟山群岛的定海一带潮差最小,仅为 2m 左右。杭州湾自湾口向西潮差渐增,金山嘴为 4.0m,澈浦为 5.5m,最大潮差达 8.93m。浙江的三门湾至福建的泉州湾为我国潮差最大的岸段,一般潮差在 4.0m 以上。其中,乐清湾、三垅港、三都澳、兴化湾顶部均在 5.0m 以上,最大潮差(m)分别为 8.39、7.80、8.54、8.73。围头湾向南潮差渐小,厦门为 3.9m、东山为 2.3m。台湾省沿岸平均潮差西岸较大,东岸次之,南北两端小,西岸自淡水至新港一带平均潮差在 2m 以上,东岸为 1m 左右,南北两端仅为 0.8m 左右。

2.2.3.4 南海沿岸

自东向西汕尾至湛江潮差渐增,北部湾自南向北增大,海南岛潮差东部小,西部大,西北部最大。雷州半岛东岸的北部和北部湾沿岸为南海沿岸潮差最大的区段,潮差为 2.5~3.5m;西沙群岛平均潮差约为 0.9m,其他区段和南海诸岛潮差均较小,仅为 0.6~1.5m。

总之,我国沿岸潮差以东海沿岸最大,其次是辽东半岛南岸东部和北部湾东北部沿岸及江苏南部部分岸段。特别是浙江的三门湾至福建的泉州湾一带是我国潮差最大、潮汐能资源最富集的地区,并且有良好的开发环境条件。但我国沿岸的潮差在全世界的潮差中属于中等,我国沿岸平均潮差和最大潮差最大值约为世界潮差最大地区的一半。世界上潮差最大的地区平均潮差和最大潮差可达 8~10m 和 17~18m,而我国东海潮差最大的地区仅为 5m 和 8~9m。

2.3 中国沿岸的潮汐能储量

中国沿岸潮汐能资源储量如表 6.2-5 所示。由表 6.2-5

可知, 据对 426 个海湾和河口坝址统计, 全国沿岸单坝址装机容量不小于 200kW 的潮汐能资源总装机容量为 21.79GW, 年发电量为 62.42TWh。在较平直海岸的滩涂上尚有数量可观的潮汐能资源还未统计在内。

总体上看, 中国沿岸可开发潮汐能资源较丰富, 有很多能量密度高、自然环境条件优越的坝址可供近期开发利用。就省区而言, 资源能量密度最高, 开发利用条件最好的是福建和浙江两省(见表 6.2-6)。其次是辽宁、山东、广西三省区; 就地区而言, 福建省海坛岛至浙江省三门湾沿岸能量密度最高, 开发利用条件最优, 应作为全国的重点开发利用区, 其次辽东半岛顶部和长山列岛、山东半岛南部、广西西部沿岸也有条件较好的坝址可供开发。中国沿岸潮汐能资源区划图见图 6.2-2。

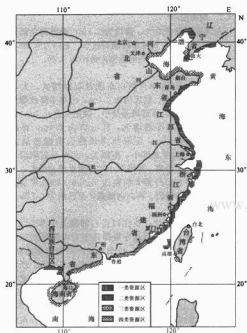


图 6.2-2 中国沿岸潮汐能资源区划图
(平均潮差 A: 一类区 $A \geq 4m$; 二类区 $2m \leq A < 4m$;
三类区 $1m \leq A < 2m$; 四类区 $A < 1m$)

表 6.2-5 中国沿岸潮汐能资源

省 区	平均潮差 (m)	潮汐能		
		装机容量 (MW)	年发电量 (GWh)	坝址数 (个)
辽 宁	2.57	596.58	1640.00	53
河 北	1.01	10.23	20.45	20
山 东	2.36	124.24	375.38	24
江 苏	1.10	1.10	5.46	2
长江口北支	3.04	704	2280	1
浙 江	4.29	8913.94	26 690.29	73
福 建	4.20	10 332.87	28 412.94	88
台 湾	56.19	134.53	17	

续表

省 区	平均潮差 (m)	潮汐能		
		装机容量 (MW)	年发电量 (GWh)	坝址数 (个)
广 东	1.38	572.68	1519.49	49
广 西	2.46	393.64	1111.69	72
海 南	2.66	90.57	229.41	27
全 国		21 796.05	62 419.64	426

由表 6.2-5、表 6.2-6 和图 6.2-2 得知, 中国潮汐能资源有以下特点:

(1) 资源地域分布极不均匀。全国潮汐能资源主要集中在东海沿岸, 又以福建、浙江两省最多, 合计装机容量为 19.25GW, 年发电量为 55.10TWh, 占全国总量的 88.3%, 并且两省内的资源分布也不均匀, 主要集中在福建、浙江两省的几个大海湾内。装机容量 1GW 以上的电站, 浙江有钱塘江口(乍浦)和三门湾(牛山—南田), 共 7300MW; 福建有兴化湾、三都澳、湄洲湾和福清湾, 共 6045MW。两省共 13345MW, 占全国总装机容量的 61.2%, 并分别占各省总装机容量的 81.9% 和 58.5% (见表 6.2-6)。

表 6.2-6 沪、浙、闽装机容量 200MW 以上潮汐电站坝址

省 份	地 址	坝长 (km)	水库面积 (km ²)	最大潮差 (m)	平均潮差 (m)	装机容量 (MW)	年发电量 (GWh)
上海	长江北河口支	18.0	483	5.95	3.04	704	2280
	乍浦	30.5	1196	7.47	4.50	5360	16 110
浙江省	西 泽	9.0	302	5.63	3.2	604	1660
	牛山—南田	13.5	484	5.90	4.50	1940	5340
	江岩山	7.2	201	7.57	4.54	550	2340
	沙埕港	1.3	66.7	6.90	4.15	229	631
福建省	东吾洋	3.9	144.5	8.00	5.10	752	2058
	三都澳	5.7	233.0	8.38	5.34	1293	3557
	罗源湾	1.34	154	7.82	4.46	612	1684
	闽江口	1.7	120.4	6.48	4.09	270	743
	福清湾	9.9	326.1	7.82	4.21	1156	3179
	兴化湾	12.9	451.9	8.74	5.15	2397	6592
	湄 州	5.7	289.5	7.96	4.55	1199	3297
	厦门东港	3.5	80.7	7.06	4.03	262	721
	九龙江口	4.3	91.9	6.92	3.95	201	553

可喜的是, 这种分布形势正与我国沿岸地区能源需求相吻合, 即潮汐能资源最丰富的东南沿岸地区正是我国经济发达, 能耗量大, 常规能源十分缺乏的地区。如能开发沪浙闽的潮汐能资源, 则可为缓解这里的能源供求矛盾做出贡献。

(2) 资源开发条件浙江福建最好。从潮差(能量密度)和海岸类型(地质条件)看, 以福建、浙江沿岸最好, 其次是辽东半岛南岸东侧、山东半岛南岸东侧和广西东部岸段。这些地区潮差较大, 为基岩港湾海岸, 海岸曲折多海湾, 具有很好的潮汐电站建站条件。

(3) 有很多优良站址可供先期开发。中国沿岸,特别是东海沿岸有很多能量密度高,开发条件优越的潮汐电站站址已做过大量规划和设计,并进行了可行性研究工作,可供先期开发。具有近期开发条件的中型潮汐电站有福建的八尺门、大官坂、马寮湾和浙江的健跳港、黄墩港等。已有较好的工作基础,尚需进行深入的综合研究论证的大型潮汐电站有长江口北支、乐清湾等。小型潮汐电站可优先开发的站址有福建的古沟、港里和浙江的中嘴、火堤岙。

2.4 潮汐能资源评价及电站选址

2.4.1 潮汐能资源评价

(1) 能量密度低,单位装机容量高,总储量大,可再生。潮汐能能量密度低,可利用的水头(潮差)小,仅为5~8m,最大为11m。为了获取较大的能量,则需用大流量来补偿,这样就要加大潮汐水轮机转轮的直径。因此,潮汐水轮机机组体积庞大,钢材消耗量多,同时也使电站厂房尺寸加大,这正是潮汐电站造价高的原因之一。但是,潮汐能资源分布广,很多沿海地区适宜建设电站,总储量巨大。另外,由于太阳、月亮对地球永不停息地做相对运动,产生潮汐的引潮力永远存在,所以潮汐能是可再生的。潮汐电站的经济寿命一般较长,据国外研究潮汐电站寿命为75~100年,而核电站为25年,水电站为35年,火电站为50~75年。潮汐电站建在经济发达的沿海地区,距负荷中心较近,一般不存在远距离输电的设备投资和电力消耗。

(2) 能量不稳定,周期性变化,但规律性强,可提前精确地预报。由于潮差随着潮汐的涨落变化,不仅有半日循环变化,一月中还有大潮、小潮期的变化,致使发电出力不断变化,不稳定、不连续,装机年利用小时数低。但是,潮差的变化是受天体运动决定的规律性很强的周期性变化。现代海洋科学可以提前一年精确地预报潮汐涨落,从而可对经过调节后的发电出力做出预报,系统完全可以按预报的有效出力进行平衡调度。同时,由于潮差变化较慢,出力变化也慢,因此系统可以顺利调控。另外,潮汐能从长时间看,又是稳定的能源。一是潮汐有涨、落变化,但不存在洪、枯水期;二是一个夏历月中的平均潮差和平均潮汐能功率对于任何一年任何一个夏历月都是稳定不变的。潮汐电站一般机组较多,单机容量相对较小,机组检修对系统影响小,不必要设置备用机组。

(3) 开发环境严酷,但不占用良田,不迁移人口,不污染环境。潮汐电站的水库堤坝和厂房等水工建筑物常在海底软基础上建造,在大风、巨浪、强流等恶劣环境中施工;海水会腐蚀金属设备构件,海生物会损坏设备和流道。这些都给潮汐电站设计、施工造成困难,也是电站造价高的另一个重要原因。但是,潮汐能电站建设一般在欠开发利用的海岸中进行,因此不占用良田,不需迁移人口。另外,潮汐电站不燃烧化石燃料,无燃料枯竭和价格上升的危机,对环境没有污染,而且还可以利用围垦的土地发展作物种植,利用水库水面及滩涂开展水产养殖等。潮汐电站大坝下游为海域,不怕战争毁坝,大坝还可以便利海湾两岸交通,电站及其水库还可以发展旅游等。

(4) 资源分布不均,良好站址多在发达国家。由于自然条件和天体条件的原因,使北半球50°~60°N之间大陆沿岸潮差最大,是潮汐能资源最富集、最利于开发利用的地区,而这些地区均为发达国家,如加拿大在加拿大,布里斯托尔湾—塞文河口在英国,圣洛湾在法国,品仁湾在俄罗斯等。

2.4.2 潮汐能电站选址

理想的潮汐能电站站址应具备以下的条件:

(1) 有较大的平均潮差。平均潮差是海湾潮汐强弱标志,是潮汐能能量密度的指标,也是确定潮汐水轮机水头的依据。潮汐电站的单位出力和发电量与该站的平均潮差的平方成正比,平均潮差与潮汐水轮机的尺寸和质量及电能成本成反比,并间接影响电站厂房的尺寸和投资。一般认为,现代化大型潮汐电站拟选站址的平均潮差最好不小于5m,中小型潮汐电站的平均潮差最少不小于2m。

(2) 有较大的海湾和适度的湾口。在曲折的基岩港湾海岸上选择有适当湾口的较大海湾,该海湾或河口最好是面积较大、水较深,且易于将其与海隔断形成水库。这样才能既可以容纳较多的潮水,又可减少因海底摩擦造成的能量损失。海湾的入口宽度和水深要适中,因为拦潮坝的成本与坝长、坝高成正比,所以单就减少工程量、节省投资而言,湾口窄、水深较有利。但是,湾口又要有足够的长度和深度,不能过窄、过浅。一方面如果水库面积与坝长之比过大,一个涨潮周期内水库就难以蓄满,这样实际利用的库容要小于总库容;另一方面坝址(湾口)长度和深度要能布置充分利用站址潮汐能储量所要求的机组和水闸的尺寸和数量。

(3) 有良好的坝基和环境条件。海湾,特别是湾口的海底基础应具有稳定的工程地质条件。一般要求地震烈度小于6°,新构造运动不活跃,无断层、滑坡和岩石破碎带等不稳定地段。坝址最好两端有基岩出露,水下海床最好基岩上沉积层不太厚,且承载力较好,无渗漏层,不需要或较少水下开挖。同时,湾口最好不濒临外海,或有较好的掩护条件,以避免外海风、浪、潮、流对坝体的直接破坏。另外,海湾周边岸线以上有较好的植被,海湾附近海域,尤其是海湾内海水泥沙含量较低,无携带大量泥沙的江河注入等大量泥沙来源。

(4) 尽量距负荷中心和电网较近。潮汐电站站址最好距离大量用电中心较近,就近有电网可供潮汐电力连接。

(5) 社会经济和生态条件较好。该地区的社会经济条件和生态平衡不会因潮汐电站的建设而受到较大的影响。

(6) 电网中有水电站。兴建规模较大的潮汐电站,最好电力系统中有水电站,特别是抽水蓄能电站与潮汐电站相匹配,以便于系统对潮汐电能的吸收调度。

3 波浪能资源及其分布

3.1 全球海洋的波浪能资源

假设全球海洋深水条件下,传至海岸的典型波浪的波高为1.5m,周期为8s,则由估算所获得所有海洋传至海岸的波功率总和为2.7TW。

有研究表明,在风速为10m/s时,每隔50km或更短的距离,波浪能可以被重复开发利用,风会不断地给波浪以能量补充,而不致减小每个电站的可用动力。在这种风和风区条件下产生的典型波浪,其波高约为1m,周期约为6s。将所有海洋的波浪能按照每50km可重新产生波浪能计算,则从全世界海洋的波浪中可得到70TW的功率,这个数值是传至海岸的波浪能估计值的25倍。

从全球海洋的年波功率密度分布(见图6.2-3)可见,全球大部分海岸的人射波功率密度都有20~50kW/m,特别是大西洋北部及苏格兰、爱尔兰西海岸和太平洋东北部及澳大利亚南部沿岸波功率密度更大,均达70~90kW/m,最高达100kW/m。

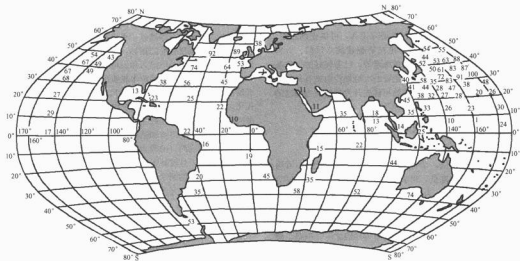


图 6.2-3 全球平均波功率密度分布 (kW/m)

3.2 中国沿岸的波浪分布

由于中国沿海地处典型的季风气候区, 沿岸风向变化具有明显的季风特征, 冬季盛行偏 N 风, 夏季盛行偏 S 风, 春秋季节为过渡季节。又因中国海岸线漫长、绵延起伏, 各地地形变化复杂, 地理环境各异, 致使沿岸各地波浪千差万别。这些差异反映在波型、浪向、波高和周期等波浪特征的分布和变化上各不相同 (见表 6.2-7)。

表 6.2-7 中国沿岸主要观测站点的海浪特征

站 名	平均波高 ($H_{1/10}$) (m)	平均周期 (T) (s)	最大波高 ($H_{1/100}$) (m)	最大周期 ($T_{1/100}$) (s)	常浪向	强浪向
大鹿岛 ^①	0.5	1.7	4.0	8.8	SSE	S
小长山 ^①	0.3	1.7	5.5	9.7	S	SSW
老虎滩	0.4	3.2	8.0	9.0	SW	SW
葫芦岛 ^①	0.5	2.8	4.6	8.2	SSW	SSE
芷锚湾 ^①	0.6	2.1	3.6	6.4	SSW	SE
塘沽 ^①	0.4	1.8	3.8	6.8	ENE	NE
北隍城	1.1	3.6	8.6	13.6	N	NW
成山头	0.3	2.6	8.0	13.3	S	NE
千里岩	0.9	4.6	6.0	16.9	S, SSW	ESE
小麦岛	0.6	3.0	6.1	14.7	SE	ESE
石臼所	0.5	3.9	3.5	9.1	E	ENE
连云港	0.6	3.0	5.0	8.3	E	NE
吕 泗	0.3	2.6	3.2	5.2	E, NE	NE
引水船	1.0	3.8	6.2	16.1	NNE, E	E
嵎 山	1.1	5.3	15.2	17.1	NE, NW	SE, NE
滩 浒	0.4	2.9	4.0	6.0	SSE, NNE	ENE
下大陈	1.2	6.0	10.8	14.5	ENE, ESE	E
洞头岛	1.0	5.7	4.3	11.3	ENE, ESE	
南 麂	1.0	5.3	10.0	14.8	ESE	E
台 山	1.2	6.0	4.7	12.3	NNE	NNE

续表

站 名	平均波高 ($H_{1/10}$) (m)	平均周期 (T) (s)	最大波高 ($H_{1/100}$) (m)	最大周期 ($T_{1/100}$) (s)	常浪向	强浪向
北 礁	1.5	5.3	15.0	11.3	NNE	NE, SSE
平 潭	1.1	5.2	16.0	10.1	ENE	ESE
平 南	0.6	3.8	6.9	10.1	ENE	ESE
崇 武	0.9	4.2	6.9	9.6	NNE, NE	SE
云 澳	1.1	4.0	6.5	11.5	ENE, SSE	SW, WSW
遮 浪	1.2	3.8	9.5	10.1	ESE, E	ESE
嶺南岛	0.9	3.4	9.8	11.0	SE, ENE	NNE
玉 包	0.6	3.0	7.7	10.9	NE, ENE	NE
东 方	0.8	3.6	6.0	9.5	SSW, SW	NNW
莺歌海	0.7	3.6	9.0	9.1	S, SSE	ESE
麒麟岛	0.6	2.7	5.0	8.8	NE, NE	SE
白龙尾	0.5	3.1	4.1	8.4	NNE, NE	SE
西 沙	1.4	3.8	11.0	18.8	ENE, ENE	WSW, SSW

① 因冬季结冰等原因, 缺少几个月资料, 年平均值不准确, 仅供参考。

3.2.1 波形分布

渤海和黄海沿岸除渤海海峡和山东半岛的成山角以南至石臼港段以涌浪为主外, 其他岸段以风浪为主。东海以风浪为主, 其中长江口、杭州湾风浪频率大于涌浪, 杭州湾以南风浪和涌浪频率相当。南海风浪频率远大于涌浪。

3.2.2 浪向分布

3.2.2.1 常浪向

辽东湾沿岸常浪向为 SW, 辽东半岛黄海沿岸及山东半岛成山角至石臼港一带主要为偏 S 向。江苏、长江口、浙江、福建一带沿岸主要为 NW-NNE 向。广东和广西沿岸多为偏 NE 向。

3.2.2.2 强浪向

渤海辽东湾强浪向为 SE 和 SSE, 秦皇岛至塘沽为 NE 向, 山东半岛北部和渤海海峡为 NE 和 NW 向。黄海山东半岛东南部沿岸为 ESE 和 NE 向, 辽东半岛北黄海沿岸为 SW

向,连云港和吕泗沿岸分别为NE向。东海长江口的引水船站和杭州湾的滩涂站分别是E和ENE向,杭州湾以南的浙江和福建沿岸大致为NE-SE向。南海广东沿岸为NNE-SE向,广西沿岸为SE向。

3.2.3 波高分布

3.2.3.1 平均波高

渤海、黄海沿岸的平均波高一般较小,年平均波高除渤海海峡北隍城站为1.1m,山东半岛南部中段沿岸千里岩站为0.9m外,一般为0.5~0.6m,个别的站如成山头、小长山仅为0.3m。但需要指出的是,渤海和北黄海沿岸每年11~12月至翌年2~3月会发生结冰现象,波浪已不复存在。东海沿岸波高最大,除近岸及海湾内外,外国海岛多为1.0~1.2m,其中福建北部的北碭岛最大,为1.5m,11月平均波高为2.0m,为中国沿岸月平均波高之首。南海广东沿岸为0.9~1.2m,广西沿岸为0.3~0.6m,海南岛沿岸为0.6~0.8m,西沙群岛地区为1.4m。台湾岛沿岸为1.4~1.7m,东岸大于西岸,南北两端最大,为1.7m。

3.2.3.2 最大波高

渤海、北黄海沿岸的最大波高多为3.5~6m,渤海海峡较大,为8.6m;山东半岛南部可达6~8m,江苏沿岸为3~5m。东海沿岸最大,很多站有超过10m的纪录,如嵊山岛为17.0m(目测),南麂岛为10.0m,大嵙岛为12.0m,北

碭岛为15.0m,西泽岛为15.0m,平潭岛为16.0m。南海广东沿岸为6~9m,碇洲岛达9.8m,广西沿岸较小,为2~4m,海南岛沿岸为6~9m,莺歌海达9.0m。中国沿岸的最大波高,在北部沿岸一般由寒潮大风形成,东部和南部沿岸一般则由台风产生。

3.2.4 周期分布

渤海、黄海和东海沿岸的波浪周期分布与波高分布类似,一般为北部小,南部大。南海沿岸波浪周期分布为广东东部沿岸大,北部湾沿岸小。各地沿岸年平均周期分布是:渤海和北黄海沿岸为2.0~3.5s,渤海海峡为3.6s左右,山东半岛南岸、苏北、长江口沿岸为3.0~4.4s,浙江、福建和台湾沿岸为4.5~6.4s,广东沿岸为3.0~5.4s,海南岛和北部湾沿岸为2.5~3.0s,西沙地区为3.5s左右。平均周期的季节分布除个别地区,如渤海海峡为冬季偏大、夏季偏小外,各地一般变化不大。

3.3 中国沿岸的波浪能储量

利用全国沿岸55个代表站点的波浪观测资料计算统计,全国沿岸波浪能资源平均理论功率为12.85GW。因全国沿岸还有很多著名的大浪区,迄今仍未实测资料,故尚无法把这些资源计算在内,还有待进一步调查研究。表6.2-8给出了中国沿海主要省份沿岸波浪能资源的概况。

表 6.2-8

中国沿岸波浪能资源区划

分区 省区	一类区 $H_{1/10} \geq 1.3$	二类区 $0.7 \leq H_{1/10} < 1.3$	三类区 $0.4 \leq H_{1/10} < 0.7$	四类区 $H_{1/10} < 0.4$	波功率 (MW)
辽宁			大鹿岛、芷锚湾、老虎湾 区段	小长山、戴鱼圈区段	255.07
河北			秦皇岛、塘沽区段		143.64
山东		北隍城 ^① 、千里岩区段 ^①	龙口、小麦岛、石臼所 区段	成山头、石岛区段	1609.78
江苏			连云港(东西连岛)附近	吕泗区段	291.25
上海		佘山、引水船区段 ^①			164.83
浙江	大陈区段	嵊山 ^① 、南麂区段 ^①			2053.40
福建	台山、北碭 ^① 、海坛区 段	流会、崇武、平海、围头 区段	东山区段		1659.67
台湾	周围各段				4291.29
广东	遮浪区段	云澳 ^① 、表角 ^① 、荷包、 博贺、碇洲区段	下川岛(南澳湾)附近、 雷州半岛西岸		1739.50
广西			西洲、白龙尾区段	北海区段	72.02
海南	西沙(永兴岛)附近 ^①	制鼓嘴、莺歌海 ^① 、东方 区段	玉包、榆林区段		562.77
全国					12 843.22

① 开发条件较好的区段。

由表6.2-8和图6.2-4可知,中国沿岸波浪能资源在全国沿岸的分布很不均匀。波能以台湾省沿岸最多,为4.29GW,占全国总量的1/3;其次是浙江、广东、福建和山东省沿岸较多,在1.61~2.05GW间,合计为7.06GW,占全国总量的55%;其他省市沿岸则很少,仅在144~563MW间;广西沿岸最少,仅72MW。在此需要指出台湾省因暂缺沿岸的波浪实测资料,其平均波功率是根据台湾岛周围海域的船舶报波浪资料折算为岸边数值后计算统计的,

未经岸边实测波浪资料验证,只能作为台湾省沿岸波浪能资源平均功率数量级的参考。

3.4 波浪能资源评价及电站选址

3.4.1 波浪能资源评价

(1) 波功率密度低,但适于聚集、可再生、总储量。波功率密度主要取决于波高,而波高大面积或长时间的平均值一般较小,小者不足1m,大者也不过4~5m,因此平均

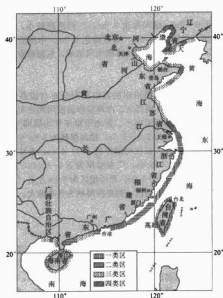


图 6-2-4 中国沿岸波浪能资源分布

波功率密度是很低的。虽然，有的海域短时间的波列中个别波高可达十几米，但是这种出现率很低的特大波高是不能利用的。然而，波浪能又是海洋能中最适于聚集的。由于波浪的特性，可以通过使波浪共振、折射、反射等方法实现能量的聚集。因此，通过适当的工程技术手段，提高波功率密度是提高波浪能技术经济性潜力的途径。另外，由于海洋上的波浪几乎是无处不在，无时不有，所以其总能量是巨大的。同时，因为有太阳辐射，风会永不间断地为波浪提供能量，所以波浪能又是可再生的。

(2) 资源分布广泛，但分布明显不均。世界海洋各处波浪能密度是不均匀的。太平洋和大西洋的东侧中纬度（30°—60°N）及南部风暴带（40°—60°S）波浪能资源最为富集。如大西洋的英国、爱尔兰沿岸和太平洋东北部波功率密度可达 70~90kW/m，而世界大部分海域和沿岸为 20~50kW/m，还有一部分海域和沿岸仅在 10kW/m 以下。另外，按自然状态讲，最大的波浪发生在大洋海面上，因为在同样风速和风时的条件下，大洋中的风区大，水深大。但是，等波浪传到近岸时，其能量因海底地形和海岸形态的影响，已逐渐消耗了很多。

对人类利用海洋波浪能而言，由于受到种种限制，近期主要是在近岸、浅海进行。而在局部海区，如在一个弧形海湾的两侧伸向海洋的岬角处，波浪因水下地形引起的折射而产生的辐聚现象，但是在海湾的腹部，波浪则会因辐散而减小。

(3) 能量随时间变化剧烈，既有短时间变化，又有季节和年际变化。波浪能是海洋能中随时间变化最剧烈的一种。它不仅具有日、时、分、秒的短时间随机变化，还有月、季变化及年际间的长期变化。例如，对印第安洋气象站波浪资料的分析表明，其波功率密度在 0~2000kW/m 之间变化。平时的波功率密度为 10~20kW/m，中等风暴时的峰值可达 250kW/m，而极大风暴时可达 1000kW/m 以上。显然，波浪非常小（ $H < 1m$ ）的高频（ $T < 1s$ ）波及波高非常大（ $H > 15m$ ）的低频（ $T > 15s$ ）波都是难以利用的。对该站的研究还表明，各季平均波功率冬季最大，夏季最小，冬季为

夏季的 6 倍。可喜的是这种变化与用电负荷是一致的。

由此可见，波浪既是我们试图利用的具有诱惑力的巨大能源，而对于波浪能转换装置而言，又是要加以约束和必须经受得住的破坏力源。

(4) 能量具有多向性，且随时间、地域变化。由于受风向的制约以及近岸区海底地形、海岸形状和外域传来波浪的影响等原因，决定了波浪具有多向性，并且还随时间、地域而变化。对开阔的外海而言，波浪既可以向各个方向传播，又可能来自各个方向。但是由于主要受限于风向，北半球盛行浪向冬季为偏北向，夏季为偏南向。由于波浪的多向性，所以上述各地的波浪能量和波功率密度数值都包含来自各个方向的能量。波浪及其能量的多向性给波浪能的转换，特别是装置的吸能效率造成一定影响。一般波浪能转换装置，特别是岸基式装置对能量的吸收也具有方向性。与装置成正交的人射波被吸收的效率最高，与装置成 α 角的人射波，显然 α 越小被吸收的效率越低。可见，波浪的多向性对波浪能转换效率的影响是很大的，这也提醒了波浪开发利用工作者应充分注意这一点。

3.4.2 波浪电站的站址选择

(1) 平均波高大，且离散度小。波浪密度与波高的平方成正比，从而转换装置的尺寸和造价均与波高的平方成正比，所以平均波高是波浪电站站址的首选条件。另外，还应分析波高的分布，离散度越小越好，尤其是对波高极值应引起充分重视。虽然，大风暴期波浪的出现时间和能量占全年时间和总能量的比重均很小，装置也无法利用，但极值波高却是决定电站投资成本的重要因素。

(2) 基岩海岸的突出部位和外围海岛的向外海一侧海岸。波浪传入近海、岸边后，会因水下地形影响发生折射而形成辐聚或辐散，从而造成能量的集中或分散，还会因海底摩擦和破碎而损耗能量，这些均是波浪电站站址应考虑的重要因素。例如在弧形的海湾，一般海湾的两侧为向海突出的岬角，其前方海底等深线密集，呈向海突出的弧状分布，且水深逼岸，坡度较大，其后方海岸或是礁石林立，或是悬崖峭壁。这样的地方一般波浪尚未破碎，为波浪折射的辐聚区，波浪因海底摩擦的能量损耗较少，这里是理想的波浪电站站址。外围海岛的向外海一侧和宏观上较平直的基岩海岸上突出的半岛顶端或岬角也具有以上优点。而在弧形海湾的腹部，前方为漫长的浅水区，海底等深线呈向岸突出的弧状分布。这样的地方为波浪折射的辐散区，波浪传至此已几经破碎，波浪因受海底摩擦的能量损耗也大，这里不宜作为波浪电站站址。一般近岸有漫长浅水区的沙滩和淤泥质海岸岸边也是如此。总之，波浪电站应选在波浪破波带以外和波浪辐聚区。

(3) 前方无岛礁遮挡，且海域开阔的地方。为了使转换装置能吸收来自各个方向的波浪能量，波浪电站应尽量选择在前方无岛礁遮挡，海域开阔的地方，并且最好选取装置能与主波向成正交的岸段，以增加装置的吸能效率。

(4) 平均潮差较小。对于固定装置（岸基和浅海桩基式）而言，潮差大是不利的。潮差过大会影响波浪对吸能部件的作用时间，从而降低装置的吸能和发电时间。所以，波浪电站选在潮差较小的地点为好。

(5) 适量的居民和社会经济条件。波浪电站站址附近或腹地应有与电力输出电力相适应的经济规模和社会需求及配套条件。如有适量的居民、生产或国防及科学实验实体等对电力的需求，有便于连接的电网系统，最好有丰富的自然资源，有一定的交通条件，有较好的经济社会发展潜力和前景等。

(6) 较良好的生态环境。波浪电站建成不会对周围的生态环境产生严重的不利影响。

4 潮流能和海流能资源及其分布

4.1 全球海洋的潮流能和海流能资源

4.1.1 全球海洋的潮流分布

大洋、外海的潮流较弱,在沿岸地区,尤其是群岛地区

的海峡、水道及海湾的狭窄口门处,由于海岸形态和海底地形等因素的影响,流速较大。如苏格兰北部的彭特兰湾(Pentland)和英吉利海峡南侧海峡群岛(Channel Islands)中的海峡,以及日本、菲律宾、中国和挪威的海峡等,潮流速度都很强,最大流速可达4.0m/s,甚至达5.0m/s以上,蕴藏着极为丰富的潮流能资源。有关全球潮流能的资源总量目前尚未有可靠的估计,表6.2-9列出了世界各地(中国除外)部分强潮流地点的分布。

表 6.2-9 世界各地部分强潮流分布

国 家	海峡(地点)	经度	纬度	最大流速(节) ^①
菲 律 宾	和鲁岛(苏禄岛)西	120°50'E	05°50'N	5
	巴恩海峡(三宝颜—巴恩岛)	120°04'E	06°54'N	2.0~5.9
	夏西岛西南	122°45'E	05°27'N	7
	棉兰老岛东北	122°55'E	09°35'N	急流
	迪纳加特岛西北	125°30'~40'E	10°18'~27'N	急流
	萨当岛西北	124°0'~30'E	12°15'~40'N	急流
	吕宋岛东北	122°20'E	18°21'N	急流
	巴坦岛—萨当岛	121°55'E	20°20'N	5
澳大利亚	托里斯海峡(约克角—新几内亚岛)	142°13'E	10°30'S	2.0~6.8
日 本	关门海峡(早稻瀬户)	130°58'E	33°58'N	2.0~8.0
	来岛海峡(中航道)	133°00'E	34°07'N	2.0~9.6
	明石海峡	135°02'E	34°37'N	1.0~6.8
印度尼西亚—马来西亚	马六甲海峡(贝汉常岩)	10°E	2°N	5.2
西班牙—摩洛哥	直布罗陀海峡(大西洋—地中海)	5°30'W	36°N	急流
土耳其—保加利亚	博斯普鲁斯海峡(黑海—马尔马拉海)	29°W	41°N	急流
	达达尼尔海峡(爱琴海—马尔马拉海)	27°E	40°N	急流
也门—吉布提	曼德海峡(红海—亚丁湾)	43°E	12°30'N	急流
智利—火地岛	麦哲伦海峡(太平洋—大西洋)	76°W	53°S	急流
瑞典—芬兰	南克瓦尔肯海峡(波罗尼亚湾—波罗的海)	21°W	63°N	急流
瑞典—丹麦日德兰半岛	卡特加特海峡(波罗的海—北海)	11°W	58°N	急流
瑞典—丹麦哥本哈根	厄勒海峡(波罗的海—北海)	12°W	56°N	急流
挪威—挪威海	韦斯特峡湾(罗弗敦群岛附近)	15°E	68°30'N	10~16
挪威	萨尔登峡湾—西尔达德峡湾之间三个海峡			10
英国英吉利海峡	Vancouver 岛与大陆间 Seymour narrows 北端			10

① 在航海业中习用速度单位(节),1节=1海里(n mile)/h=1.852km/3600s≈0.514m/s;急流为流速不小于3m/s。

4.1.2 全球海洋的海流分布

海洋环流的总态势是,在南北半球海洋上都存在一个与副热带高压相对应的巨大的反气旋式大环流。北半球为顺时针方向流动,南半球为逆时针方向流动,在它们之间为赤道逆流。由于地转偏向力的作用,就形成海洋环流的西部强化现象。两大洋北半球的西边界流,如大西洋的墨西哥湾流、

太平洋的黑潮都非常强大;而南半球的西边界流,如大西洋的巴西海流、太平洋的东澳大利亚海流、印度洋的莫桑比克海流则相对较弱。另外,在印度洋西侧还有跨赤道两侧的索马里—厄加勒斯海流。北太平洋和北大西洋沿岸盆地西侧都有来自北方的寒流,在主涡旋的北部有一个小型的气旋式环流。

墨西哥湾流中的佛罗里达海流和黑潮因为其流速强、流量大,是最引人注目的,可能将是首先被人类利用的海流能源。其他很多海流均因流速较低,或者虽然流速也较强,但离大陆较远,近期很难开发利用,而不被人们所重视。

4.1.3 全球海洋的海流能源资源量

全球海洋的海流能源资源迄今尚未见全面、具体估算的文献。粗略的估计,大体量级都较为接近约100~5000GW。可利用功率约为10GW。关于海流能源研究较多的是美国对墨西哥湾流中的佛罗里达海流和日本对黑潮。

4.1.3.1 佛罗里达海流

它位于墨西哥湾,是世界最著名海流——墨西哥湾流系统(又称湾流)的一部分,当它由美国东南部的佛罗里达半岛与巴哈马群岛之间的佛罗里达海峡出墨西哥湾进入大西洋时,海峡宽仅为200~300km,具有流速强、较稳定、离岸近等良好的海流能开发条件。据美国调查资料,离佛罗里达海岸9~32km的表层最大流速为2.0~2.5m/s,总流量约为 $(30\sim35)\times10^6\text{m}^3/\text{s}$,超过全世界所有大小江河流量的30倍。据计算,佛罗里达海流的总功率约为25~50GW。假设只利用其总能量的4%,就可以获得1~2GW的动力。不少学者认为佛罗里达海流是最适合海流能开发试验的地方。

4.1.3.2 黑潮

它是世界上第二著名的强大海流,起源于北赤道海流,沿菲律宾和中国台湾岛以东北上,流入中国东海,沿大陆坡向东北流动,主干经吐噶喇海峡流入太平洋,沿日本本州海岸向东北流去。据日本调查,黑潮的主流轴宽约75~90km,深度可至1000m以下,总流量约 $30\times10^6\text{m}^3/\text{s}$,在日本南部四国潮坪海域强流轴(流速大于1m/s)平均宽为30km,最宽为80km,深度约300m,最大流速可达2.0m/s以上。据计算黑潮一年的总能量为170TWh,相当功率为19GW。其中流速大于1m/s的一年总能量为90TWh,相当功率为10GW。一般认为,利用黑潮能量的20%对大范围海域的水温不会有太大影响,如果以流速大于1m/s的海区为开发对象,利用其4%的能量,可获得400MW的动力。考虑到黑潮能量具有复原能力,可以每隔100km设置一个装置,这样可获得8GW的动力。

黑潮流轴大部分在水深1000m以上的海外,流经东海东侧及日本南部海域时,有几处与陆(岛)岸间距离较近,约3~15km,且海区水深较浅,约100m以内,是较为理想的开发场地。这些地点分别是八重山列岛(与那国、西表岛为中心)附近、吐噶喇列岛(以諏访濠岛、平岛、中之岛为中心)附近、足摺岬(以足摺岬东、南一带为中心)附近和八丈岛(八丈岛东北部为中心)近海。估计这些海域的海流能理论功率为3.76GW。

4.2 中国沿岸的潮流能和海流能源资源

中国沿岸的潮流分布总趋势与潮差的分布类似,东海沿岸最强,渤海、黄海沿岸其次,南海沿岸最弱。

4.2.1 中国沿岸的潮流分布

4.2.1.1 渤海沿岸

渤海沿岸潮流以正规半日潮流和不正规半日潮流为主,流速一般较小,为0.5~1.0m/s;渤海海峡流速较大,以海峡北部辽东半岛一侧的老铁山水道流速最大,可达3.0m/s左右;辽东湾也较大,可达1.0~1.5m/s;莱州湾流速最

小,约0.5m/s。

4.2.1.2 黄海沿岸

黄海沿岸潮流以正规半日潮流为主,流速大于渤海,一般为1.0m/s左右,其中长山列岛区和山东半岛顶部的成山角沿岸流速为1.0~1.5m/s,江苏吕宋港至小洋口一带的最大流速可达4.0m/s以上。

4.2.1.3 东海沿岸

东海沿岸潮流以正规半日潮流为主,流速最强,其中长江口、杭州湾、舟山群岛诸水道以及浙闽沿岸的一些河口(椒江、闽江等)和港湾(沙埕港、三都澳等)的潮流强,最大流速可达3.0~4.0m/s。以上地区,特别是舟山群岛海区诸水道是我国沿岸潮流最强的地区。

4.2.1.4 南海沿岸

南海北部湾沿岸为正规全日潮流,其他地区为不正规半日潮流和不正规全日潮流,流速最弱,大部分地区小于0.5m/s,琼州海峡最强可达2.0~2.5m/s,珠江口、北部湾最大可达1.0~1.5m/s。

4.2.2 中国沿岸潮流能源资源

经对中国沿岸130个水道统计,得到中国沿岸潮流能的理论平均功率为13.96GW,另外还有很多强潮流水道因缺资料尚未包括在内。

潮流能资源在沿岸的分布很不均匀。在各省区沿岸的分布,以浙江沿岸最多,有37个水道,理论平均功率共7.09GW,占全国总量的一半以上。其次,台湾、福建、山东和辽宁沿岸也较多,在1.13~2.28GW间,共计为5.87GW,占全国总量的41.9%;其他省区沿岸则较少,广西沿岸最少,仅23MW,在各海区沿岸的分布,以东海沿岸最多,有95个水道,理论平均功率为10.96GW,占全国总量的78.6%;其次是黄海沿岸(主要在北海沿岸),有12个水道共2.3GW,占全国总量的16.5%;南海沿岸最少,共23个水道,仅为0.68GW,仅占全国总量的4.9%(见表6.2-10、图6.2-5)。

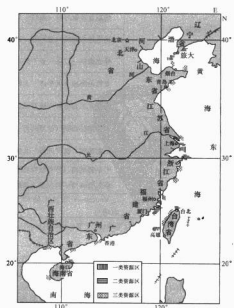


图 6.2-5 中国沿岸潮流能源资源分布图

表 6.2-10

中国沿岸潮流能资源区划

m/s

分 区	一类资源区 $t_{10} \geq 3.06$	二类资源区 $2.04 \leq t_{10} < 3.06$	三类资源区 $1.28 \leq t_{10} < 2.04$	理论功率 (MW)	水道数
辽 宁	老铁山水道北侧 1		长山东水道 1、瓜皮水道 1、三山水道 1、小三山水道 1	1139.56	5
山 东		北陵城北侧 1	庙岛群岛水道 3、东部沿岸 3	1194.88	7
长江口		北港 1、南槽 1	横沙小港口 1、北槽 1	304.88	4
浙 江	舟山的 ^① 西墩门、金塘水道 ^② 、龟头水道等 ^③ 7、杭州湾口北部 1、南汇至绿华 1	舟山诸水道* 14、椒江口 1	舟山诸水道 4、象山港 1、三门湾 3、台州湾 2、乐清湾 3	7094.30	37
福 建	三都澳内三都角西北部* 1	三都岛东部* 2、闽江口 1、海坛海峡南部 1、大竹航门 1	沙埕港 2、兴化湾 3、海坛海峡诸水道 8	1279.94	19
台 湾		澎湖北部* 6、澎湖南部 4、台湾岛北端 3、麒麟鼻北 1	澎湖列岛 9、台湾岛西部 11、三都角东北 1	2282.87	35
广 东		琼州海峡东口水道 1、外罗水道 1	珠江口 1、粤西沿岸诸水道 13	368.65	16
广 西		珍珠港口 1	大风江口 1、龙门港 1、防城港 1	22.64	4
海 南		琼州海峡东口南水道 1	澄迈湾口 1、莺歌海 1	276.04	3
全 国	11 处 (8.5%)	41 处 (31.5%)	78 处 (60%)	13 963.77	130

① 地名后数字为水道个数。

② 开发条件较好者。

全国沿岸高能密度的水道及其最大功率密度分别是：渤海海峡北部的老铁山水道北侧为 17.41 kW/m^2 ，渤海海峡南部的北隍城岛北侧为 13.69 kW/m^2 ，长江口北港为 10.30 kW/m^2 ，杭州湾口北部为 28.99 kW/m^2 ，舟山群岛区的金塘水道为 25.93 kW/m^2 ，龟头水道为 23.89 kW/m^2 ，西墩门水道为 19.08 kW/m^2 ，福建三都澳三都角西北部为 15.11 kW/m^2 ，台湾澎湖列岛渔翁岛西南侧为 13.69 kW/m^2 。

根据潮流能功率密度、理论储量和开发利用环境条件等因素，我国沿岸潮流能资源，按海区而论，以东海沿岸最好；按地区而论，首先是浙江省舟山海域诸水道，其次是杭州湾口北部和福建省三都澳内诸水道、辽宁省旅顺沿岸老铁山水道等。这些地区具有能量密度高，理论储量大，开发利用条件较好的优点，应作为全国沿岸潮流开发利用的重点海区。尤其舟山群岛海区水道众多、四通八达，开发利用潮流能站址选择余地大，不会产生与交通运输和其他开发海洋工程的相互影响问题，并且各水道多受岛屿掩护，海况较为平稳，海岸多为基岩岸。因此，该地区是我国沿岸潮流能开发利用条件最为理想的地区，应列为优先试验开发的海区。

4.2.3 中国沿岸的海流分布

中国近海的海流，主要由沿岸流系和外来流系所构成，但因环境和气候影响，不同海区和不同季节有明显变化。尚未对中国近海的海流能进行计算统计。

4.2.3.1 渤海、黄海、东海

渤海、黄海、东海的环流分为两大流系：其一为源自北太平洋的高温、高盐的黑潮及其分支和延伸部分；二是具有低盐特征的沿岸流系。就总体而言，前者向北流，后者向南流动。把渤海、黄海、东海作为一个半封闭型的整体来看，其环流主要由一个气旋式组成，即东侧为黑潮、对马暖流、黄海暖流及其延伸部分；西侧为渤海沿岸流、黄海西岸沿岸流、东海沿岸流。在朝鲜半岛西侧，也有一支向南流动的沿岸流，暂称其为黄海南岸沿岸流。

黄海暖流及其延伸部分和黄海沿岸流构成黄海环流。黄海暖流的流速平均不到 0.1 m/s ，即使在其源地，最强也不超过 0.25 m/s 。沿岸流的流速，冬季在鲁北沿岸至成山角较大，绕过成山角后有所减弱，从海州湾往南，流速又增大，可达 0.25 m/s 。在夏季，由于出现黄海冷水团密度环流，黄海环流更趋于封闭。与黄海环流相比，东海环流的封闭性要差得多。东海沿岸流以东，为靠近浙、闽近海终年向北流动的台湾暖流。在台湾暖流以东，黑潮、对马暖流以西的陆架区，存在着一个流向为 NE-E 的弱流区。除冬季之外，东海环流基本上是非封闭性的，盛行流向呈指向 NE 的带状分布。除了某些局部海域外，渤海、黄海、东海主要流系，冬、夏季的分布格局颇为相似，并无本质上的差异。

其中，通常把自台湾以东入东海至吐噶喇海峡出东海入太平洋的这段黑潮称为东海黑潮。东海黑潮流轴上的最大流速为 1.5 m/s ，平均流速为 1.0 m/s 。平均流量为 $30 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{s}$ ，为长江径流量的 1000 倍。但流量年际变化较大，为 $(19 \sim 42) \times 10^6 \text{ m}^3/\text{s}$ 。黑潮主流幅较窄，其强流 ($>1 \text{ m/s}$) 带一般仅为 50 km 。对马暖流为在东海东北部，流向东北，通过朝鲜海峡进入日本海的海流，黄海暖流为对马暖流在济州岛东南方，流向黄海的分支，冬季强，夏季弱，甚至不存在。

渤海沿岸流，即鲁北沿岸流，源于渤海南部莱州湾，顺鲁北沿岸东流，绕过山东半岛东端流入南黄海。黄海西岸沿岸流，即苏北沿岸流，终年向东南流，东海沿岸流，即浙闽沿岸流，冬季沿岸南下，冬季顺北上。

4.2.3.2 南海

南海是太平洋中季风环流最发达的海域，其总的特征是西南季风期间盛行东北向漂流，东北季风期间则为西南向漂流。夏季南海的强流区在越南沿岸，流速可超过 0.5 m/s ；冬季在越南沿岸流速可达 1 m/s 。南海北部海区还有一支“南海暖流”，终年由 SW 流向 NE，流速可达 1 m/s 左右。

4.3 潮流能和海流能资源评价

4.3.1 资源地域分布不均, 富集区域开发条件优越

潮流能主要储藏在少数沿岸群岛中的海峡水道处, 如英国、爱尔兰、日本、菲律宾、中国等国的海峡, 其他的潮流因流速较弱, 利用价值不大。而以上沿岸海峡中的潮流能具有流速大, 离岸近等有利条件, 便于开发, 纵横海峡、水道穿梭于众多岛屿之间, 既可阻挡防风、巨浪, 开发, 又可避让航道、渔区。

有较高利用价值的海流能, 首推佛罗里达海流和黑潮等世界上最强劲海流的近岸段。其他众多海流都因流速弱、离岸远, 而近期较难利用。佛罗里达海流的佛罗里达海峡(迈阿密与拜塞尼之间)处和黑潮的八重山列岛、吐噶喇列岛、足摺碑、八丈岛等近岸处, 具有流速强、流量大、离岸近、流幅窄等优越的开发条件。

4.3.2 能量密度低, 但远高于风能密度

潮流和海流最大流速为 $4.0 \sim 5.0 \text{ m/s}$, 能量密度依然很低。不过与同是动能的风能相比, 虽然可利用最大流速约为海流速度的 10 倍, 但是海水密度是空气密度的 800 倍, 因此潮流能和海流能密度比风能的要大得多。对于可获得同样功率的转换装置, 水轮机的转轮直径要比风机小得多。

4.3.3 能量随时间变化, 但规律性很强

潮流能的流速流向均随时间变化, 流速在涨潮和落潮方向, 每天各一次至两次由小变大、由大变小, 从而造成发电出力不稳定, 但是, 这种流速流向的变化是周期性的, 周而复始的循环变化, 可以在一年前做出很精确的预报, 不像风速流向那样随机变化。海流能随季节变化也有较强的规律。

4.3.4 开发环境严酷, 无需大型水工建筑

潮流能和海流能转换装置需置于海中, 或漂浮于海面, 或潜浮于水中, 或利用锚系、桩柱固定于海底(浅海潮流转换)。设置于海面的装置要经受大风和巨浪的袭击, 设置于海底的装置将遇到坚硬海底的锚固、筑桩困难, 以及海底输电等问题。总之, 装置的设置和运行均需在严酷的海洋环境中进行, 从而造成装置设计、制造和运行的难度以及投资的增大。但是, 不需要在海中建造大型水坝等水工建筑, 从而避免了这方面的投资和技术困难。

5 温差能资源及其分布

5.1 全球海洋的温差能资源

5.1.1 海洋水温的垂直分布

太阳辐射到海面上的太阳能一部分被海面反射回大气, 一部分进入海水, 进入海水的太阳辐射能除很少部分再返回大气外, 其余全被海水吸收, 转化为海水的热能。被海水吸收的太阳辐射热量, 约有 60% 被 1m 厚的表层海水所吸收, 因此, 海洋表层水温较高。

整个世界大洋约有 75% 的水体温度在 $0 \sim 6^\circ\text{C}$ 间(除极地附近海域, 主要在水深 $800 \sim 1000\text{m}$ 以下的大洋深层), 可见世界大洋大多是被低温水体所占据。

海洋温差能是由于进入海洋的太阳辐射能, 大部分被海洋表层所吸收, 而热量又很难扩散到深层海水去, 在低纬度深海大洋中表层与深层海水之间终年存在着温度差而形成的。因此, 海洋温差能的分布主要取决于表层海水温度的分布。

5.1.2 海洋水温的表层分布

海洋表层水温的分布, 主要取决于太阳辐射的分布和大

洋环流两个因素。在极地海域结冰与融冰的影响也起重要作用。

大洋表层水温在 $-2 \sim 30^\circ\text{C}$ 间变化, 年平均值为 17.4°C 。太平洋最高, 平均值为 19.1°C ; 印度洋次之, 为 17.0°C ; 大西洋最低为 16.9°C 。相对于各大洋的总平均水温而言, 大洋表层是相当温暖的。

各大洋表层水温的差异, 是由其所处的地理位置、大洋形状以及大洋环流的配置等因素所造成的。太平洋表层水温之所以高, 主要因为它的热带和副热带面积宽广, 其表层高于 25°C 的面积约占 66%; 而大西洋的热带和副热带的面积小, 表层水温高于 25°C 的面积仅占 18%。当然, 大西洋与北冰洋之间的沟通比太平洋与北冰洋之间更为畅通, 也是原因之一。

表 6.2-11 三大洋各纬度带内表层水温年平均值 $^\circ\text{C}$

纬度 ($^\circ$)	北半球				南半球			
	大西洋	太平洋	印度洋	平均	大西洋	太平洋	印度洋	平均
0~10	26.6	27.9	27.2	27.3	25.2	27.4	26.0	26.4
10~20	25.8	27.2	26.4	26.5	23.1	25.9	25.1	25.1
20~30	24.1	26.1	23.4	23.7	21.1	22.5	21.6	21.7
30~40	20.4		18.6	18.4	16.8	17.0	17.0	17.0
40~50	13.4		10.0	11.0	8.6	8.7	11.2	9.8
50~60	8.7		5.7	6.1	1.8	1.6	5.0	3.0
60~70	5.6			3.1	-1.3	-1.5	-1.3	-1.4
70~80				-1.0	-1.7	-1.7	-1.7	-1.7
80~90				-1.7				
	20.1	27.5	22.2	19.2	14.3	15.2	16.8	16.0

由表 6.2-11 可知, 大洋在南、北两半球的表层水温有明显差异。北半球的年平均水温比南半球相同纬度带内的温度高 20°C 左右, 尤其在大西洋南、北半球 $50^\circ \sim 70^\circ$ 间特别明显, 相差 7°C 左右。造成这种差异的原因, 一方面由于南赤道流的一部分跨越赤道进入北半球; 另一方面是由于北半球的陆地阻碍了北冰洋冷水的流入, 而南半球则与南极海域直接连通。

5.1.3 全球海洋的温差能资源

迄今, 准确地计算全球海洋温差能资源储量仍很困难。一种方法是通过估算世界大洋表层暖水的热容量, 推算世界海洋温差能资源储量。若取全球不冻海洋的面积为 $3 \times 10^{14} \text{ m}^2$, 海洋暖水层(上混合层)的平均深度为 100m, 表层与深层温差为 12°C , 得到温差能理论储量约为 $1.5 \times 10^{14} \text{ J}$, 若取温差能的可再生周期(能量补充周期)为 1000 年, 则可再生功率约为 50TW。

但是, 这一数值只是温差能潜在的资源量, 不可能全部变成有效的功, 必须考虑从温差能转换为动能受到的效率限制。对温差小于 20°C 的热力循环系统工程, 可取效率 $\eta_c = 4\%$, 则全世界海洋最大可用的温差能功率约为 2TW。

5.2 中国近海及毗邻海域的温差能资源

5.2.1 温差能资源

利用热容量法进行的中国近海及毗邻海域温差能资源的估算, 结果见表 6.2-12。

表 6.2-12

中国毗邻海域海洋温差能储量

海 区		黄 海	东 海		南 海						合 计
			陆架区	黑潮区	北部		中部		南部		
表 层 暖 水	面积 (10^{11}m^2)	3.42	6.96	2.28	3.007		7.944		6.747		
	t ($^{\circ}\text{C}$)	19.2	23	24	26.1		27.5		27.2		
	底部深度 (m)	10	30	100	75		75		75		
	月 份	5~10	5~10	1~12	1~12		1~12		1~12		
深 层 冷 水	t ($^{\circ}\text{C}$)	9	19	5	5	3	5	3	5	3	3
	顶部深度 (m)	30	80	800	800	1500	800	1500	800	1500	
表、深层 Δt ($^{\circ}\text{C}$)		10.2	4	19	21.1	23.1	22.5	24.5	22.2	24.2	
理论储量 (10^{11}J)		0.141	0.338	1.75	1.92	2.11	5.42	5.90	4.54	4.95	12.96
η (%)		3.49	1.35	6.4	7.05	7.72	7.49	8.15	7.4	8.06	
技术可利用能量(10^{14}J)		4.92	4.56	112	135	163	406	481	336	399	1043
技术装机容量 (GW)				3.55	4.28	5.17	12.87	15.25	10.65	12.65	33.07
											36.62

渤海由于海水深度太浅,全年难以形成深层海水间可用的温差,故其温差能可开发利用量为零。黄海也无开发利用价值,因为其暖层厚度仅为10m左右。

东海东侧的黑潮区水深在1000m以上,因有黑潮暖流由此流过,全年表深层温差为 20°C 以上,据计算,温差能理论储量约为 $1.08 \sim 1.75 \text{J}$,技术可用能量约为 $54 \sim 112 \text{J}$ 。

台湾岛以东海域温差能据台湾省电力公司估算,可开发利用量约为216PJ,可开发装机容量约6.8GW。

南海是中国近海及毗邻海域中温差能能量密度最高、资源最丰富的海域,据计算,南海温差能理论储量约为 $13.0 \sim 13.32 \text{J}$,技术可用能量约为 $1.04 \sim 1.06 \text{J}$ 。为了将大规模利用温差能可能导致的环境影响(海洋表面温度分布变化)减到最小,按保守的方法,取能量补充周期为1000年,则技术装机容量约为33GW。

5.2.2 中国温差能资源特征

渤海由于水深浅,全年表深层水温基本一致,因此不存在温差能资源。黄海和东海陆架区虽然在深水区夏半年也均存在表深层温差,但是,因为水深较浅、温差较小,且仅在夏半年发生,冬半年表深层水温基本一致,所以很难开发利用,暂可认为是没有开发利用价值。

台湾岛以东海区的海底地势自台湾东岸向太平洋盆地急剧倾斜,在台湾苏澳以北岸段海底坡度较缓,大陆架稍宽,约 $7 \sim 17 \text{km}$,水深较浅,陆架外大部水深为 $200 \sim 1000 \text{m}$;苏澳以南陆架狭窄,约 $2 \sim 4 \text{km}$,坡度很陡,水深较深,陆架外大部水深为 3000m ,除新港至台东港一段外,1000m与200m等深线极为靠近。因此,本区具有全年表深层温差 20°C 以上,近岸水深变化急陡,1000m的深水区距离海岸很近,海岸多为悬崖陡壁等有利的开发条件,是岸基式开发的优良厂址。自20世纪80年代初起,台湾省电力公司等单位对花蓮县和平溪口及石梯坪、台东县的棉兰及绿岛、恒春县的红柴及兰屿等预选站址,进行资源和环境调查评估,认为棉兰和红柴条件优越是可能性较大的温差电厂厂址。

南海北临中国大陆和台湾岛,南接大巽他群岛,东邻菲律宾群岛,西靠中南半岛和马来半岛,海域的东西均靠海峡、水道与太平洋和印度洋相通,为半封闭的陆缘海。南海的大陆架基本上沿四周大陆、岛弧呈环状分布,以西北和西南部最宽,而东西两侧甚窄。被四周陆架围绕的是近似菱形的深水海域,长轴自台湾岛西南向南沙群岛西北部延伸,其

中央为大于 3500m 的中央海盆,东沙、西沙和中沙、南沙群岛分别在海底的北部、西部、南部围绕。南海平均水深1212m,最大水深为5559m,面积达 $350 \times 10^4 \text{km}^2$,是中国临近及毗邻的面积最大、水深最深的海洋。

南海北部海区大部分为大陆架,东南部为深水区,1000m等深线距离大陆海岸线约为 $300 \sim 400 \text{km}$,距汕头市海岸最近处约为 200km ,距海南岛和东沙群岛分别约为 90km 和 50km 。本区东南部具有较好的深水区 and 表深层水温差条件,但因其距离大陆和岛礁较远,不具备修建陆基电站的条件,不适于最先试验性开发。而与南海中、南部相比,本区距离大陆最近,在未来的温差能资源开发中后方供应联络最为方便。

南海南部深水区,南沙群岛居其中东南部海区,形似海底连綿的山脉呈东北—西南排列。本区温差能资源和开发条件优越,具有广阔的开发前景,但因其距离大陆最远,均在 $1000 \sim 1500 \text{km}$ 之间,也不适于作为近期开发的对象。

南海中部深水区西北有西沙和中沙群岛。西沙群岛为一群坐落在 $900 \sim 1000 \text{m}$ 的大陆坡台阶上的岛礁,其边坡陡峻,是良好的陆基式或陆架式温差电站站址。西沙群岛中的永兴岛是南海诸岛的行政、经济、军事中心,有较多的常住人口,在军事上具有重要意义。但其能源和淡水均需由大陆供应,因路途遥远,十分不便,成本较高。如能开发利用温差能资源,既能提供能源,又可获得淡水,还可以利用深层水用作空调和养殖,具有一举多得的效益。西沙群岛是最适合首先开始温差能开发试验的场址。

综上所述,从资源能量密度、资源储量和开发条件来看,南海中部海区和台湾以东海区是海洋温差能开发利用的理想场址。

5.3 温差能资源评价

5.3.1 资源分布广,总储量大

一般认为海洋表、深层温差在 18°C 以上是适合温差能利用的海区,这一温差基本上分布在 $25^{\circ}\text{S} \sim 32^{\circ}\text{N}$ 间。当考虑到一年中的温度变化时,有用的资源则主要在南、北回归线之间的广大海域,其中,很多靠近发展中国家沿岸。较高的温差地点处于赤道及其邻近海域,最有利的地点在太平洋上的东南亚和中国南海及大洋洲北部的岛屿地区等,那里有大量的温差达 24°C 以上。据多位学者的估算结果,自然状态下海洋热能固有的储量可达 $10 \sim 10^5 \text{TW}$,技术上可利用的海

洋温差能功率也有 $1\sim 10\text{TW}$ ，显然，总能量是巨大的。

5.3.2 能量密度高，且稳定

一般而言，海洋能具有密度低和不稳定的特点，但温差能是海洋能中最稳定、密度较高的一种。因为大洋低纬度的表层和深层水温全年保持在 $24\sim 28^\circ\text{C}$ 和 $4\sim 6^\circ\text{C}$ 间，表层水温季节变幅仅为 $1\sim 2^\circ\text{C}$ ，深层水温基本不变，所以表、深层温差很稳定，这是温差能的最大优点。温差电厂无需储能，即可以作为基本负荷系统。

5.3.3 转换效率低，但资源量巨大且可再生

在温度较低，且温差较小时，卡诺循环效率是很低的。若不考虑其他设备效率，只考虑热效率，当深层水温为 $6\sim 8^\circ\text{C}$ 、表层水温为 $18\sim 24^\circ\text{C}$ 时，热转换效率仅为 $4\%\sim 9\%$ 。当以 20°C 温差作为温差能电厂参考设计温差时，电厂总效率仅有 2.5% 。所幸的是，海洋中有充足的冷、暖海水可供循环使用，不会枯竭，温差还会再生。

5.3.4 开发条件有利有弊

较高的温差处于赤道及附近地区 ($25^\circ\text{N}\sim 20^\circ\text{S}$)，最有利用价值的地点在太平洋西南部，那里有大面积的海域温差

达 24°C 以上。不仅温差大，效率相对高，而且暖水层薄（一般为 100m 左右），冷水距海面近，极有利于冷水抽取。但是，对于岸基式开发来说，除少数岛屿附近外，那些资源海区距离海岸均较远，很多在 90km 以上，这就给开发带来困难。不过，那里正是大洋海底多金属结核最丰富的地区，以及海洋石油、天然气的开采地，可以就地开发转换温差能用于这些海洋资源的开发利用。

5.3.5 开发利用的各项指标与温差密切相关

温差是温差能电厂设计的最重要指标，电厂的输出功率和效率与温差平方成正比，基建投资和发电成本与温差平方成反比。一般温差电厂以 20°C 作为设计参考温差，当温差增加 2°C ，达 22°C 时，电厂效率可提高 20% ，基建投资和发电成本则会减少相同的百分比。一般而言，赤道附近海区表、深层温差最大，可达 24°C 以上，并且全年较稳定，利用价值较大。中纬度海区表、深层温差较小，且具有明显的季节变化，夏季温差较大，冬季温差较小，甚至消失，利用价值较小。

第3章 潮汐能发电

潮汐遍布于世界各大洋,是蕴藏量极为丰富的、清洁的可再生能源。潮汐发电是潮汐能利用的主要方式。在面临能源紧缺、环境污染日益严重的今天,加快潮汐发电技术的应用已成为当务之急。本章对潮汐的生成、潮汐能的转换原理、潮汐电站的技术构成、运行方式等进行介绍。

1 潮汐的特性

1.1 潮汐现象

1.1.1 潮汐的基本概念

(1) 海水受月亮和太阳等引力的作用,随地球、月亮和太阳间相对位置的变化做周期性的涨落运动,这种现象称为潮汐。中文习惯,将海面上涨发生在白天的称为潮,发生在晚上的称为汐。

(2) 涨、落潮。海水水位(也称潮位)逐渐升高称为涨潮;反之称为落潮。

(3) 高潮、低潮。当潮位涨至峰值时,此时潮位称为高潮;反之,当潮位降至谷值时,则称为低潮。

(4) 平潮、停潮。当潮位升至峰值时的暂时停滞状态,称为平潮;当潮位降至谷值时的暂时停滞状态,称为停潮。

(5) 潮差。潮位不断做周期性涨、落运动,高、低潮位不断相间出现,其相邻的高潮位与低潮位的高度差称为潮差。潮差是潮汐能量的重要指标,潮差越大,潮汐能量越大。

(6) 潮汐周期。地球、月亮和太阳间相对运动呈周期性,因此潮汐运动也呈周期性。因月亮引力起主要作用,因此潮汐的周期也主要取决于太阴日,即 24h48min,或半个太阴日,即 12h24min。此外还有较长的周期,如半个太阴月,即每逢一个月的朔(初一)、望(十五),因月亮所引起的高潮与太阳所引起的高潮相合,故出现大潮。更长的周期有 6585.32 日,为沙罗(Saros)周期,即朔望月(29.530 6 日)、近点月(27.554 6 日)、交点月(27.212 2 日)、蚀年(346.62 日)等四个周期的最小公倍数。

1.1.2 潮汐的类型

(1) 半日潮型。在每一个太阴日中有两次高潮和两次低潮,且两高潮位相等,两低潮位也相等,此称为半日潮型。我国大部分海区,如东海、渤海、黄海等均属这一潮型。

(2) 日潮型。在半个月中有过半的天数在一个太阴日中只有一次高潮和一次低潮,称为日潮型,主要分布在海南岛西北和北海一带海区,以及秦皇岛附近海区。

(3) 混合潮型。混合潮型又可分为两类:①不正规的半日潮混合潮型,虽在一个太阴日中有两次高潮和两次低潮,但两高潮位和两低潮位各不相等,涨潮和落潮时间也不相等,多是落潮时间长于涨潮时间,这种潮型多发生在浅海地区或江河口地区。②不规则的日潮混合潮型,在半个月中的有些天会出现一个太阴日内一个高潮和一个低潮,但其他天则为一天有两次高潮和两次低潮的不正规半日潮混合潮型。这种潮型多发生在我国南海、渤海以及台湾岛等海区。

1.2 潮汐的成因

1.2.1 引潮力

地球上单位质量的物体所受到的月球引力与惯性离心力矢量和为月球引潮力,或者说地球上任意一点单位质量的物体所受到的月球引潮力,是由月球对地球上各点的引力相对于整个地球所受到的平均引力的差异引起的。因为在地球心处单位质量的物体所受到的月球引力为地球上各点单位质量的物体所受到的月球引力的平均值,并且在地球心处这个平均引力和惯性离心力是大小相等、方向相反的。可见,地球上使海水产生潮汐振动的不是月球(太阳)的引力的大小,而是这个引力在地球上分布的差异。

引潮力的量值与天体的质量成正比,虽然太阳的质量为月球质量的 2717 万倍,但是日地间的距离平均约为月地间距离的 389 倍,由于引力与天体间距离的 3 次方成反比,所以月球引潮力为太阳引潮力的 2.17 倍。可见,海洋潮汐现象主要是由月球产生的,其次是由太阳产生的,其他天体的引潮力作用很小,一般忽略不计。

1.2.2 天文潮

天文潮为受天体引力影响所产生的水位变动,天体主要是月亮和太阳。由上节所述可知,对产生潮汐的引力而言,应以月亮引力为主。

(1) 近地点、远地点。月亮围绕地球转动,其运行轨道可粗略地视为椭圆形,因此有近地点和远地点之分。当月亮运行至近地点时,潮差便大;处于远地点时,潮差便小。月亮近地点时的潮称为近地点潮;同理,月亮远地点时的潮称为远地点潮,周期均为 27.554 55 天。

(2) 月中天(也称上中天)。月亮运行至地球某地子午线圈时,称为该地的月中天。因月亮和地球的运转,该地相邻两次月中天时间差为 24h48min,为一个太阴日。

月中天,当将会出现高潮,因此潮汐每天高潮和低潮均会延后 48min。

(3) 朔、望潮与上、下弦。当太阳、月亮和地球三者运行到同一条直线上时,如朔(初一)、望(十五)时,因月亮与太阳的吸引力相重合,使潮差增大,形成大潮;而当月亮运行至上弦(初七、初八)或下弦(廿二、廿三)时,月亮与太阳引力方向相互垂直,引潮作用相互抵消,使潮差减小,形成小潮,因此每隔约半个月,潮汐便有一次大、小潮出现。太阳、月亮、地球运行的相对位置如图 6.3-1 所示。

(4) 分点潮与回归潮。当月亮处于地球赤道附近时,地球上某地正处于月中天(上中天),潮汐发生高潮,地球自转经度为 180°时,该地处于“下中天”(与上中天关于地心对称),同样发生高潮。前、后这两次高潮潮位大约相等,其间的两次低潮潮位也大约相等。因月亮此时是处于春秋分点附近,因此称为分点潮。

当月亮离开赤道,赤纬增大后,地球上某地处于上中天,此时该处潮汐出现高潮。当地球依旧自转 180°时,该处虽也有高潮出现,但因月亮已处于下中天位置,其高潮潮位则比前一高潮低,即一个太阴日内出现高潮位不等。同

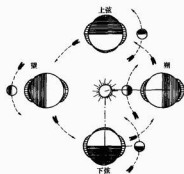


图 6.3-1 太阳、月亮、地球运行的相对位置

理，两次低潮位也不等，两次潮差也不等。月亮的赤纬达回归线时，日潮不等的现象也达到极致。因日潮不等的现象是由月亮赤纬变化产生的，因此称为回归潮。

每年的春分和秋分时节，月亮和太阳均在赤道附近，再遇上朔、望日，月亮与太阳的引潮力重合，潮差最大。

(5) 高潮间隙。在某地的月中天时，理应出现高潮，但因海岸与海底的地形多变，海水流动受到摩擦力的阻挡，致使高潮出现时间延迟。这延后的时间便称高潮间隙。高潮间隙的长短，根据各地地形条件而定。

(6) 半日潮龄。各地朔、望日与大潮出现也有时间间隔，这段间隔时间称为半日潮龄。该潮龄约为 1.5 天。

(7) 深度基准面。潮汐的涨、落，潮差的大、小，必须有一个测量的基准，这便是海图深度基准面。过去常采用测量点当地海区实测的最低潮面作为深度基准面，现在则多采用理论上可能的最低潮面作为深度基准面。深度基准面及高潮、潮差和潮位过程线等概况见图 6.3-2。

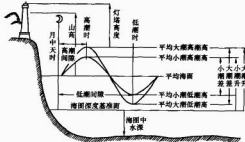


图 6.3-2 深度基准面及高潮、潮差和潮位过程线等概况

1.2.3 浅海潮与气象潮

月亮、太阳的引力是潮汐涨、落的主要原动力。但月亮、太阳引力所产生的深海潮差仅在 0.8m 以内，而各地沿海潮差多超过此值，甚至达 10 倍左右，显然其中还有其他要素影响。浅海及江河口地区海岸和海底地形因素、气象因素则是其中的两大要素。

(1) 浅海潮。浅海及江河入海地区，海岸和水底地形变化复杂，水流条件多变，使潮汐情况也随之变化。潮流由大海流向浅海及江河口地区，受逐渐变窄的地形限制，以及江河口下泄径流的冲顶，阻力不断增大，致使涨潮时间逐渐减少，落潮时间渐长，到达咸潮区上岸时涨潮时间等于零。这使潮汐曲线由类正弦曲线逐渐变形，涨潮部分变陡，落潮部分趋缓。

当潮汐的波长小于潮区长度 1/4 时，有可能产生水力共

振，从而使潮差大大增加，甚至在河口形成涌潮。在河口地区，遇有漏斗式地形时，渐窄的水道导致海水涨潮流阻增大，速度减慢，动能转化为势能，使水位升高加快；落潮时情况相反，渐宽的水道使落潮流阻变小，增大了流速，流体惯性导致潮位下降加快，从而使潮差大大增加。例如，加拿大的芬地湾及法国的圣·马诺等海湾，最大潮差达到 13m 多，我国的杭州湾最大潮差也高达 8m 多。

(2) 气象潮。气象潮指受气象因素，如风、日照、气压等影响导致的潮，一般规律性不强，但也具有周期性。例如，风，白天由海向陆地吹海风，晚上由陆地向海吹陆风；日照，白天日照强，海面蒸发盛，晚上日照弱，海面蒸发少，从而使海面有升降变化，其周期为一太阳日，因此气象潮属于日潮型。

1.3 潮汐能

1.3.1 潮汐能储量的数学表达式

全球潮汐能的总储量 E 表示为

$$E = E_k + E_p \quad (6.3-1)$$

式中： E_k 为动能； E_p 为势能。

$$E_k = \frac{1}{2} \rho \int_V h(u^2 + v^2) dF \quad (6.3-2)$$

$$E_p = \frac{1}{2} \rho g \int_V \zeta^2 dF \quad (6.3-3)$$

式中： u 、 v 为潮流速度沿水平和垂直坐标轴的平均分量； ρ 为海水密度； ζ 为潮位的升高高度； g 为重力加速度； h 为海洋水深； F 为全球海洋总面积。

对于每个调和分潮，当 ζ 、 u 和 v 随时间呈余弦曲线变化时，则一个潮汐周期内的平均潮能为

$$\bar{E}_k = \frac{1}{4} \rho \int_F h(u^2 + v^2) dF \quad (6.3-4)$$

$$\bar{E}_p = \frac{1}{4} \rho g \int_F H^2 dF \quad (6.3-5)$$

式中： U 和 V 为 u 和 v 的变幅值； H 为潮位的变幅值。

1.3.2 潮汐电站能量与装机容量估算方法

要估算一个潮汐电站从自然潮汐过程中可获得的能量，即使把潮汐电站机组的效率系数假定理想化的 1，也是极其困难的，其主要原因在干潮汐电站的建筑物及机组的运行会对潮汐过程产生反作用，以致影响潮汐波结构产生变化。因此，为了估算潮汐电站的发电量，除了要了解潮汐电站的技术特性外，还必须预测潮汐过程可能发生的变化，这就需要进行大量复杂的模拟计算。

但是，在一些假定的条件下，可以用一些简化近似公式来估算潮汐电站的功率，这些公式在初步设计阶段已经够用了。在国际上的设计实践及文献中，采用最多的是适用于正规半日潮和非正规半日潮的两个公式，即式 (6.3-8) 和式 (6.3-9)。这些建立在海域潮汐理论储量概念基础上的公式，可以给出拟开发海域初步设计阶段的能量估算，这与河口水电站工程在进行专门勘测研究前的做法一样，由设计者预先采用已有的简单资料数据进行估算即可。

对于河川径流电站来说，理论储量是由河流的全部总水头（整条河流的落差）、多年平均流量及给定的系数的乘积确定的。自然状态下河川径流的能量往往因摩擦、紊流交换以及河床的冲刷而耗损；而潮汐电站的能量则是由潮汐在一年间每一次涨落周期内所做的功来表示。因此，表示潮汐电站功率的基本变量不是流量和水头，而是潮汐水库的面积及

潮差。

假设海域内在涨落潮中没有水面坡度,即整个海域水面同时升、降,可以瞬时充满、泄尽水库,这样对于正规半日潮海域,潮汐在一次涨落(半个潮汐周期)中所做的功 E_g ,可用升高和降落的潮水重量 $AFr \times 10^6$ (kN) 和潮水重心上升高度 $A/2$ 的乘积来表示,即

$$E_g = (A/2)AFr \times 10^6 = 1/2 A^2 F \times 10.05 \times 10^6 \quad (\text{kJ}) \quad (6.3-6)$$

式中: E_g 为功, kJ; A 为平均潮差, m; F 为水库面积, km^2 ; r 为海水容量 ($r = \rho g$), 取 10.05 kN/m^2 。

则正规半日潮海域的潮汐能日平均理论功率 P , 等于潮汐在一昼夜所做的功 $3.87E_g$ 除以一昼夜的秒数 (3.87 为潮汐在一昼夜中涨落半周期的数目)。

$$P = \frac{3.87 A^2 F \times 10.05 \times 10^6}{2 \times 24 \times 3600} = 225 A^2 F \quad (\text{kW}) \quad (6.3-7)$$

P 并不能用来确定潮汐电站的装机容量, 因为它在此取的是平均值, 然而, 它却可以用来确定潮汐电站的潮汐能年储量 E , 即

$$E = 24 \times 365 \times 225 A^2 F = 1.97 \times 10^6 A^2 F \\ = 1.97 A^2 F \quad (\text{GWh}) \quad (6.3-8)$$

显然, 潮汐能储量与平均潮差的平方成正比。

式 (6.3-8) 适用于估算正规半日潮海域的潮汐能储量, 大多数可建潮汐电站的海岸边的潮汐正是具有正规半日潮的性质。

然而, 如上所述, 在许多地方, 潮汐涨落明显含有全日分潮的特点, 有时甚至可能比半日分潮占优势, 这样的混合潮经过调节, 也是可以利用的。但是, 估算混合潮潮汐能储量较为复杂, 因为交替的周期长短不一样, 随着比值 k 的增加, 一天内半日周期振荡的幅值逐渐减少, 当 $k > 4$ (纯全日潮) 时, 就似乎完全消失, 潮汐性质变成全日潮。显然, 在这种正规全日潮的极限情况下, 一天内的周期数目只有正规半日潮的一半, 因此, 式 (6.3-8) 应乘以系数 0.5。在潮汐性质介于正规半日潮和正规全日潮间时, k 在 0~4 间变化, 故在公式中引入了一个与 k 有关的线性系数来反映潮汐性质的变化。这样混合潮海域的潮汐电站水库调节后的潮汐能年储量 E 估算公式为

$$E = 1.97 \times 0.5 \times 10^6 A^2 F \times \left(1 + \frac{4-k}{4}\right) \quad (6.3-9)$$

在使用式 (6.3-8) 和式 (6.3-9) 估算潮汐电站的年潮汐能储量时, 还应注意以下几点:

(1) 两公式中使用的都是自然条件下的潮差, 因此, 这些公式仅在潮汐电站调节没有造成潮汐过程明显变化的情况下才行。这就要求必须满足条件: 在自然条件下该海域的潮汐性质接近驻波 (自然能量耗损微弱); 电站水库长度 L 比当地潮流波长 λ 小很多 (通常 $\lambda > 10 \text{ km}$ 或 100 km), 如 $L < \lambda/10$ 。在这些情况下, 整个水库实际上被容纳在海滨区的波腹区。

(2) 两公式在推导时, 只考虑了势能, 而实际水库的总能量中还存在动能。只有当整个水库都处于纯驻波的波腹区中, 即大坝建成后没有对坝外潮汐过程造成明显影响时, 动能才能忽略不计。

(3) 两公式是通过研究水库充水及放水的水力过程能量变化求得的, 即实际上是在调节条件下, 不是自然条件下得出的。在调节的情况下, 水库的储量变化是随充水、放水过程的潮汐频率 $\sigma = 2\pi/T$ 变化的。可是, 自然条件下, 同一

海域能量的变化频率是潮汐频率的 2 倍 (2σ)。另外, 推导中认为能量变化与潮差的平方成正比, 即正比于潮幅平方的 4 倍; 而自然条件下, 能量的最大变化是与潮位和平均潮位之差的平方 (潮幅的平方) 成正比。可以这样说, 如果潮幅相同, 调节水库每次吸收和放出的能量是自然状态下该海域能量的 4 倍, 而潮汐频率只有 1/2 倍。

(4) 两公式只在在潮汐涨落过程中水库面积不变的情况有效。如果水库中有时干时淹的面积, 那么在计算水库面积时, 应该在平均面积上再加上 $A/4$ 高程上增加的面积。另外, 严格地计算, A 应用 18.66 年的平均值, 但因为这个长周期内的潮差与月平均潮差的偏离仅占月平均潮差的 $\pm 5\%$, 所以能量计算误差仅占 $\pm 3\%$ 。 A 也可以用按实测数据绘制的潮差历时曲线的年平均值。

因此, 如果潮汐性质接近驻波, 且满足 $L < \lambda$, 则用以上两式计算的潮汐能储量可以作为潮汐电站出力特性的极限。这对于已建成的朗斯、基斯洛和江厦潮汐电站及许多正在设计中的潮汐电站是适用的。但是, 对正在设计中的巨型潮汐电站计划围垦的海域面积达几百甚至几千平方千米, 如品仁、美津、科别库依德等, 在估算潮汐电站预期的能量参数时, 则需要用更严密的方法来修正所得的结果, 只有在计算工程对潮汐形态影响变化的基础上, 才能做出正确的估算。此外, 在严寒地区, 必须考虑冬季结冰的耗损。为此, 在上述公式中应考虑由于结冰引起的水量损失, 应该从有效库容中扣除水面冰块的体积, 同样应该扣除低水位时冰块在海底占据的体积。能量损失则按由于结冰损失的体积与所利用的总库容之比来确定。计算时要考虑整个结冰期及在此期内的潮汐次数。计算结果表明, 对基斯洛潮汐电站当冰厚接近最大时的相对损失为 $3.1\% \sim 3.2\%$ 。

2 潮汐能转换原理

2.1 潮汐能的利用

潮汐能源分布于海洋中, 总量很大, 但能流密度却很小。假设涨潮 (或退潮) 过程潮差为 A , 则在每平方米海面所能得到的潮汐能为 $\frac{1}{2} \gamma A^2$, 式中 $\gamma = 10.05 \text{ kN/m}^3$ 为水的重度。一次涨潮 (或退潮) 需要长达 5~6h 才能完成。按 $A=5 \text{ m}$ 计算, 该过程的潮汐能的理论能流约为 5.6 W/m^2 。这说明, 要利用潮汐能, 需要将相当大面积的海面的潮汐能流集中起来, 才能得到较大的能流密度。

常用的集中潮汐势能的方法是建造水坝和水闸, 将潮汐势能聚集在储水库中, 然后通过水轮机将潮汐能转化为移动的机械能, 再带动发电机发电。水轮机类型较多, 适用于潮汐发电的主要是贯流式水轮机。

2.2 水轮机的工作参数

水轮机工作参数反映了水流通过水轮机时水能转换为机械能的特征性指标。水轮机的主要工作参数有水头、流量、出力、流速、转速、效率等。

(1) 水头 (H), 即潮汐电站大坝两侧的水位差, 单位为 m 。

(2) 流量 (Q), 单位时间内通过水轮机的水量, 单位为 m^3/s 。

(3) 出力 (P) 或功率, 水轮机在单位时间内所做的功, 单位为 kW 。

(4) 流速 (v), 即水流的速度, 单位为 m/s 。

(5) 效率 (η)。水轮机在工作过程中会有摩擦等各种能量损耗,因此,水轮机上的出力总是比进入水轮机的水流出力小,两者之比即为水轮机的效率。

水头 H 、流量 Q 、水轮机功率 P 及效率 η 之间存在下列关系,即

$$P = \eta H Q \quad (6.3-10)$$

式中: γ 为水的重度, $\gamma = 10.05 \text{ kN/m}^3$ 。

(6) 转速 (n)。水轮机转子每分钟旋转的转数,单位为 r/min (转/分)。

2.3 水轮机的基本方程式

潮汐能转换成机械能可通过动量矩定理进行推导。

潮汐水流通过水轮机时,所具有的能量都作用于叶片上,驱使水轮机转轮旋转做功。若已知水轮机的工作效率,则其功率见式 (6.3-10)。同时,水轮机流道叶片也给水流以反作用力,使水流动量矩变化,这可以从水轮机流道进口断面和出口断面的动量矩差值中求得。

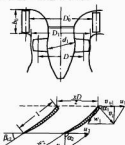


图 6.3-3 轴流式转轮的进、出口速度三角形

如图 6.3-3 所示,当质量为 m 的水流以速度 v_1 流进水轮机进口断面 1-1 时,其动量为 mv_1 ,水流质量中心 m 至转矩距离为半径 r_1 ,速度 v_1 与该进口断面的圆周切线的夹角为 α_1 时,则水流对转轴的动量矩 $M_1 = mv_1 r_1 \cos \alpha_1$ 。

同理,可推出在出口 2-2 断面处水流对转轴的动量矩 $M_2 = m v_2 r_2 \cos \alpha_2$ 。两断面间动量矩差为

$$M_R = M_1 - M_2 = m(v_1 r_1 \cos \alpha_1 - v_2 r_2 \cos \alpha_2) \quad (6.3-11)$$

因 $M = \rho Q$, 其中,水的质量密度 $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$, Q 为水流的体积,所以

$$M_R = \rho Q(v_1 r_1 \cos \alpha_1 - v_2 r_2 \cos \alpha_2) \quad (6.3-12)$$

如水轮机以角速度 ω 等速旋转,则动量矩差值所产生的功率应为

$$P_R = M_R \omega = \rho Q \omega (v_1 r_1 \cos \alpha_1 - v_2 r_2 \cos \alpha_2) \quad (6.3-13)$$

由式 (6.3-13) 可知,水流进入水轮机后对转轮旋转轴的动量矩及能量的改变,使转轮获得力矩和机械能,从而驱使水轮机转动发电。

3 潮汐电站水轮发电机组

潮汐涨、落幅度较小,最大潮差只有十多米,而通常河川水电站所用的水轮机适用的水头较大,一般在几十米到数百米之间。因此,河川水电站所用的水轮机不适用于潮汐电站。

适用于潮汐电站的水轮机在结构上主要有贯流式和轴流转桨式(也称卡普兰式)。贯流式机型为非轴式,流道如管状,厂房、流道体积较小,水流较顺畅;而轴流转桨式机型组属主轴式,流道及厂房结构体积较大,工程量及造价也较大,且功率、技术性也不如贯流式机组,因此近来潮汐电站多采用贯流式机组。

贯流式机型与轴流转桨式机型结构断面见图 6.3-4。

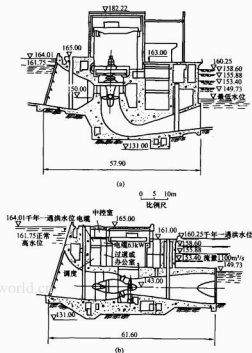


图 6.3-4 贯流式机型与轴流转桨式机型结构断面(通过机组转轴的剖面图)
(a) 轴流转桨式机组; (b) 灯泡贯流式机组

3.1 贯流式水轮机的种类

贯流式机组均分为两大类,即半贯流式机组和全贯流式机组两类。

3.1.1 半贯流式水轮发电机组

半贯流式机组可分为多种形式,主要有灯泡式、竖井式和轴伸式等。

(1) 灯泡式机组。这种机组的结构特点是将发电机和水轮机以及两者之间的连接增速设备,即增速器等均置于同一密封体内,外形像灯泡,因此统称灯泡式机组。

灯泡贯流式水轮发电机组结构概况如图 6.3-5 所示,其组成结构包括:

- 1) 水轮部分,如水轮机转轮、转轮。
- 2) 发电部分,如发电机、励磁机。
- 3) 导水机构,如导轴承、导叶、导叶传动装置。
- 4) 增速机构,如行星齿轮增速器。

水轮机和发电机某些情况下采用间接连接形式。如水头较低,水轮机转速很低,发电机转速也较低,如果要求机组容量较大,发电机尺寸将大大增加。此时在水轮机与发电机间增设增速设备,如行星齿轮增速器等,便可大大提高发电

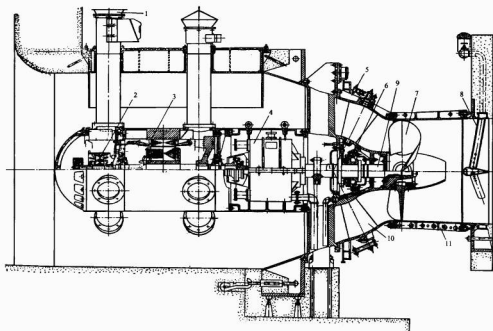


图 6.3-5 灯泡贯流式水轮发电机组结构概况

- 1—通风管；2—励磁机；3—发电机；4—行星齿轮增速器；5—导叶传动装置；
6—导轴承；7—转轮；8—补气泵；9—水轮机轴；10—导叶；11—尾水管

机转速，减小发电机尺寸。该增速器可提高发电机转速最大达到 10 倍。电动机转速提高后，灯泡式机组的流水流条件和水力性能得到相应改善，又因为转动效率高、尺寸小、质量轻，因此被广泛采用。

(2) 竖井贯流式机组。它的特点是在厂房下方建造混凝土竖井，发电机置于竖井内，水流绕过竖井后重新合流，推动水轮机转动，因此其水力损失比灯泡式大，效率低，但该机组结构简单，发电机装、拆、运行、检修、通风、维护均较方便，且机组运行稳定，不易振动。这些是竖井贯流式机组与灯泡式机组相比的优点，但是由于该机组效率较低，已较少被采用。竖井贯流式水轮发电机组见图 6.3-6。

(3) 轴伸贯流式机组。该型机组同样是将发电机移出灯泡体，外置于厂房水上部分。近年采用了 S 形尾水管，容量增大，且安装、维护、检修均方便，可采用常规的发电机和

各种形式的增速装置，该管便于在中、小型工厂制造，优越性比较明显。已建造的机组直径达 2.75m，单机容量为 2000kW，且导叶和桨叶可自动协调双调节。这对于沿海、平原地区的潮汐电站、低水头水电站具有较实际的应用价值。但该型机组因流道弯曲，且主轴遇弯管，因此效率较低。轴伸贯流式水轮发电机组见图 6.3-7。

(4) 虹吸贯流式。该型机组是利用虹吸管原理使水流进入贯流式机组流道，推动水轮发电机发电，因此，虹吸管部分流道无需埋入地下，厂房工程量小，施工方便，工程费用省，机组装、拆、运行、维修均方便。根据虹吸作用原理，只需打开空气阀，便可迅速停机，不需设置闸门等启闭设备，操作比较简便。但是该型机组目前只适用于较低水头的潮汐电站或水电站。虹吸贯流式机组结构如图 6.3-8。

(5) 明槽贯流式。明槽贯流式机组是将贯流式机组置于明槽中，无导流装置，水力损失小，机组运行、维修方便，多用于小型低水头潮汐电站和水电站中。

3.1.2 全贯流式机组

全贯流式机型适用水头范围为 2~25m，流量范围为 3~150m³/s。

全贯流式水轮机是将发电机转轮置于水轮机转轮的外缘，从而大大缩短了流道长度，使水流更加顺畅，水力损失小，这是该类型水轮机的主要特点。另外，全贯流式水轮机还具有如下优点：

(1) 具有很大的转动惯量，可达同容量灯泡式机组 3~4 倍，因

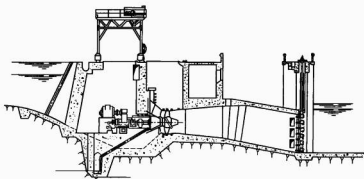


图 6.3-6 竖井贯流式水轮发电机组

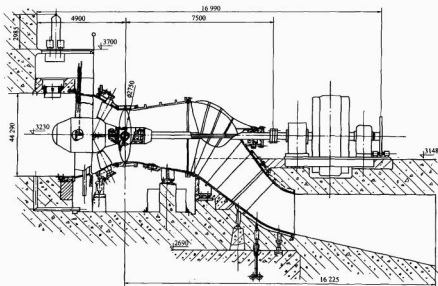


图 6.3-7 轴伸贯流式水轮发电机组

源较理想的机型。

全贯流式水轮机见图 6.3-9。

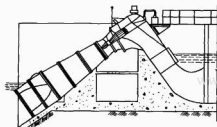


图 6.3-8 虹吸贯流式机组结构

此能确保运行的稳定性，避免功率波动。对于水头变化较大的潮汐电站，尤其对沿海一些僻村、孤岛，大电网不能伸及地区，更具实际作用。

(2) 水轮机转轮和发电机可装于同一立式坑中，不需如灯泡式机组要将水轮机和发电机分置两个立式坑内，灯泡比小，改善了流道水力性能，增加了发电量。

(3) 转轮周围有充分大的空间，可供发电机增大容量，提高效率。发电机的通风冷却设施简单而有效。

(4) 由于全贯流式水轮发电机组结构紧凑，可大大减小投资额、厂房面积及工程量。国外曾按同容量的混流式、轴流式、灯泡贯流式、全贯流式几种类型的水轮机组方案进行比较，均表明全贯流式机组的土建成本可节约 10%~30%。比利时某公司对灯泡式机组和贯流式机组作比较，结果表明，全贯流式机组可节约土建投资 40%，设备投资 15%。这些清楚表明，全贯流式机组具有更好的经济性。国内某一潮汐电站工程对全贯流式机组和灯泡式机组两种方案进行比较，结果表明，无论在单位电能投资或单位容量投资方面，前者均比后者节省约 20%。

由此可见，全贯流式机组具有较明显的技术经济优势。近年来，比利时、瑞士、奥地利、加拿大等国的潮汐电站或低水头的河川水电站都采用了全贯流式水轮发电机组。目前，在潮汐电站中，采用全贯流式机型已经成为发展趋势。理论与实践均表明，全贯流式水轮发电机组是开发利用潮汐能

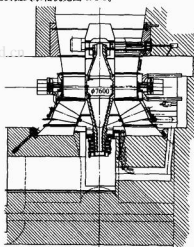


图 6.3-9 全贯流式水轮机

3.2 贯流式水轮机的优点

贯流式水轮机适用于低水头水电站，即水头在 25m 内的电站，与轴流转桨式水轮机比较，具有如下几方面优点：

(1) 没有蜗壳，整个流道成管状，转轮进口段为收缩形引水管，出口段则是扩散形尾水管，整个流道比较顺直。因此，水流也比较顺畅，水力损失少，机组运行效率较高，尾水管动能恢复率高。这是贯流式水轮机最大的优点。

(2) 具有良好的通流性能，过流能力大，比转速高，高效率区较为宽大，最高效率比立式转桨机组约高 1%~2%，在同水头、同直径条件下，出力比轴流转桨式机组可提高 1/5~1/4，在同水头、同出力下，直径可减少 7%~8%。

(3) 立式转桨式机组的厂房高度决定于水轮发电机组总

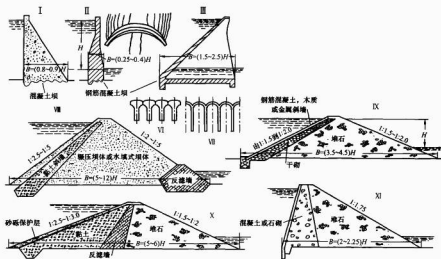


图 6.3-14 混凝土、钢筋混凝土及混合式坝的结构简图

与坝基础产生的摩擦力以抵抗水的水平推力，保持稳定。例如，土坝、石坝、混凝土坝等多用这种重力式坝[见图 6.3-15(a)]。

(2) 肋墩坝。肋墩坝由肋墩和板形或拱形面板所组成，面板承受水压力，并传递给肋墩，由肋墩传力到地基。这种坝型多由钢筋混凝土建造，见图 6.3-15(b)。

(3) 拱坝。它的挡水面板成拱形曲线状，凸面向上游，拱面承受的水压力传至支承拱端的两岸，因此这种坝型对基础要求是岩石，对地形则要求有适宜的峡谷型[见图 6.3-15(c)]。

(4) 椿坝或在椿上的木坝，木坝多用椿基[见图 6.3-15(d)]。

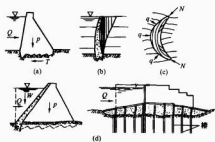


图 6.3-15 各种结构特征的拦水坝

4.1.2 潮汐电站厂房

潮汐电站厂房是利用潮汐能发电的中枢机构，它内部放置水轮发电设备和各种相关辅助设备。首先在厂房下部有贯穿海、库两侧的流道，以便通水发电。同时在流道中安装着潮汐发电的水轮发电机组。电站常装配多台机组，各条流道及机组平行分布于厂房的底部。

为配合机组的装、卸，在厂房上部设有桥式起重机及其运行轨道等设备。

在通水流道的库、海两侧装有闸门、闸槽，以备机组检修或停机时用。在闸门上部也配有起重机及运行轨道。

在水闸的外侧，另设有放置进架的闸槽，以备闸槽、闸

门检修之用。

厂房内还需设置各种廊道，以满足运行中通人、通水、通气、通油之用。

厂房内需设有安排电缆的廊道，以便机组发电后经电缆送往电站或供电电力系统。

厂房顶部可铺设公路，以便与拦水坝及水闸上部的公路相连，沟通两岸陆上交通。

厂房内需设置中央控制室，以便统一调度电站的发电工作。

潮汐电站厂房根据当地的地形、地质和运行等具体条件，可以选择各种结构形式。电站的结构形式大致有如下几种：

(1) 河床式厂房。这种厂房较适用于河面较宽、河床坡降较小的低水头电站，且比较适用于潮汐电站。厂房常与拦水坝连成一线，也起拦水作用，因此结构上应满足抗滑、抗倾度的要求。厂房与河岸和拦水坝的连接应紧密，防渗漏。法国朗斯潮汐电站和我国江厦潮汐电站均用此类型的厂房。

(2) 引水式厂房。如地形、地质条件适宜，可以建造引水式厂房。这类厂房在离水库一段距离处建造，中间用引水洞或引水管将水库中水引至厂房发电。引水式厂房有地面式和地下式之分。其中，地下式厂房一般开挖量较大，施工较复杂。通风、防潮及运行条件的要求都比地面式高。

(3) 露天式厂房。这类厂房没有顶上建筑，优点是结构简单、造价低、施工进度快，但运行条件受气候因素影响大。对于小型潮汐电站，用灯泡贯流式机组的潮汐电站可根据具体条件考虑采用该形式厂房。

总之，潮汐电站厂房结构形式应根据当地的地形、地质条件，以及电站的运行方式需求进行比较选择。潮汐电站厂房结构简图见图 6.3-16。

4.1.3 水闸

潮汐电站常设有三种水闸，即泄水闸、引水闸和船闸，它们的作用各不相同。

(1) 泄水闸。潮汐电站泄水闸常有以下两种作用：

1) 当涨、落潮即将结束，库、海两侧水位差小于水轮

(2) 在地形条件方面,应选择港湾面积大而出口小的地方建造电站,以减小拦水坝长度,用较小的造价,获得较大的电能。

(3) 在地质方面,应尽量选择岩石基础建造坝、闸、厂房等建筑物。这样坝、闸都可以采用轻型结构,节省投资。在非岩石基础地质情况下,则选用土、石等材料,建造重力式坝型。

(4) 在建筑材料方面,如当地有较丰富的砂、石、土料,则可考虑选用土坝、堆石坝,比较经济、实用。

如当地航运交通业比较发达,则需考虑修建船闸及在坝、闸等拦水建筑物顶部铺设公路桥面等,以促进航运交通及两岸陆上交通的发展。

总之,做好当地各项自然条件的勘测和社会经济情况的调查研究是建设好潮汐电站工程的最基本工作。

4.2 潮汐电站的运行方式

潮汐电站的运行方式主要是指电站水库的各种循环运行方式。它直接关系到电站的开发目标、建设规模、水力枢纽的安排和设计,电站各项机电设备的选择和设计,以及电站建成后的长运运行条件等。电站的运行方式是电站关键性的设计内容。

电站水库通过水轮机和闸门的进、出水方式,可有多种运行类型。

4.2.1 单水库开发方式

单水库开发方式分落潮(或涨潮)单向发电与落潮(或涨潮)双向发电两种开发方式。

(1) 单向发电方式。在河口或港湾地区建造拦水坝、闸,形成单个水库,并在涨潮时开闸进水,让其蓄积于库内;当库内、外水位持平时隔;待海侧落潮至潮水位低于库水位,水位差达到水轮机最小发电水头时开闸发电;到库内、外水位差降至水轮机最小发电水头以下时,再度停止发电;待下次涨潮时,库内、外水位持平时隔又开闸进水,重复上一发电循环过程。这便是落潮单向发电方式。具体发电循环过程见图 6.3-21(a)所示,运行过程如下:

1) 水轮机停机,水闸打开,水库充水阶段,即 A~B 曲线段。此时为涨潮时期,潮水位高于库水位,因此水轮机停机,闸门开启,以便水库充水。

2) 等待阶段,即图中 B~C 曲线段。此时正在落潮,但库内、外水位差比水轮机最小发电水头小,不能发电,因此水轮机停机,水闸关闭,等待水位继续下降,直至库内、外水位差增至水轮机可以发电为止。

3) 落潮发电阶段,即图中 C~D 曲线段。此时库水位高于潮水位,正适合落潮发电,因此关闭水闸,开启水轮机发电。

4) 停机泄水阶段,即图中 D~A 曲线段。该段库内、外水位差小于水轮机最小发电水头,已无法发电,因此水轮机处于停机状态,水闸则开启泄水,以冲减库内淤沙。同时 A 点又到了第二潮的起始点,开始新一轮的发电循环。

涨潮单向发电方式,与落潮单向发电方式运行原理类似,只是改为涨潮时发电,落潮时空放。涨、落潮单向发电方式运行原理虽同,但落潮发电在发电量方面却比涨潮发电大。水库容积一般是上下大小,落潮发电则能充分利用上部大库容发电,在涨、落潮双向潮差相同,即可利用的水头相同的条件下,库容大时可用水量也大,其发电量也较大。因此,落潮单向发电方式比涨潮单向发电方式发电量为多,与朗斯电站计算比较,后者发电量仅为前者 2/3。此外,我国

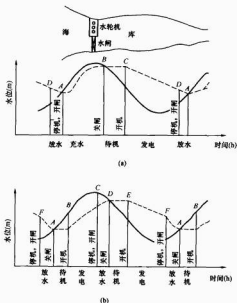


图 6.3-21 单库开发式水库发电循环过程
(a) 单库单向发电方式; (b) 单库双向发电方式

沿海各地,尤其河口地区落潮历时比涨潮历时长,落潮发电方式供电时间长,这对用电户具有较大的实用意义。

如果从环境角度来看,涨潮发电比落潮发电为优。落潮发电的后期阶段,库区总无法排尽的水;此时开闸,海、库两侧因处于平水位,海水与库内水混合不充分,长期循环,该部分水质下降,引起环境问题。涨潮发电是在海、库两侧水位差高于水轮机发电水头之上时,才将海里的新鲜海水注入库区的,与库区的水混合较充分,不易引起水质下降。

(2) 双向发电方式。涨潮涨、落时,潮水都携带着大量的能量,因此利用涨、落潮双向发电,是理想的发电方式,这在技术上可从两条途径解决:

1) 在水工结构布置上满足双向发电要求,而水轮机结构上则仍维持单向过流发电的性能。如图 6.3-21 所示,涨潮时水流由海侧沿虚线,经水轮机进库发电,落潮时水流则沿水库沿实线,经水轮机出海发电,其中水轮机流向不变。

2) 使水轮机结构满足双向发电要求,水工结构上则无需如上安排。目前,灯泡贯流式水轮机已可达到双向发电的要求,从而使潮汐电站建设方案大为简化,工程量、投资也相应减小。

双向发电运行循环如图 6.3-21(b) 所示。基本原理与单向发电方式类似,不同的是涨、落潮均可发电。双向发电方式与单向发电方式比较,主要不足之处是水轮机结构为满足双向发电要求,结构较为复杂些,机组双向发电效率比单向发电低,但总的电站发电量较大,电站发电时间比单向发电长。这两点是电站建设的主要目的,因此其优点是主要的。法国朗斯潮汐电站和我国江厦潮汐电站均经技术经济论证后采用了单库双向发电开发方式。

4.2.2 双水库开发方式

(1) 高、低双库单向发电方式。采用高、低双库单向发电方式是为了解决单库开发方式中存在的间断性发电问题。

该方式需建两个互相毗连的水库,左库称为高库,右库

称为低库。水轮发电机组置于两库之间,如图 6.3-22 所示。其中,左侧高库,当海侧潮位高于左库水位时,开闸引水进

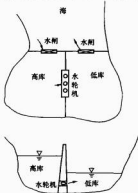


图 6.3-22 高低双库开发方式

左库;右侧低库,在右库水位高于海侧潮位时,开闸泄水出右库,这样左库水位总高于右库水位。由于两库间始终保持有一定的水位差,水轮发电机组便可连续发电、供电,从而解决了单库开发方式中间断性发电问题。这是该类开发方式的最大优点。但由于要构建两座水库,因此闸、坝工程量、投资等较大,且水库容积仅一半能起发电效用,可用水头较小,从而使发电量少,潮汐能不能充分利用。总之,工程量、投资多、发电量少,是这种开发方式的最大的缺点。但对于远离电网的偏僻地区或某些孤立的海岛,生产、生活均缺乏电力供应,且海岛上潮汐能源丰富,砂、石料等建筑材料也较多,土建单价较低,在这种情况下采用高、低双库单向发电方式有其较大的实用价值。

浙江省乐清湾内毛垵岛上建成的海山潮汐电站即属高、低双库单向发电开发方式,于 1975 年建成,装机容量为 2 台 75kW,运行多年,对岛上生产、生活起了重要作用。

(2) 大小双库双向发电方式(见本章 6.2.3 节)。

4.2.3 抽水储能发电方式

水轮机在技术上已经具备发电、抽水、过流三种功能。在潮汐电站的海侧潮位达到平潮或停潮时,此时电站可关闭并利用水轮机抽水进库,或抽水出库,直至水轮机开机发电为止。随着潮位继续涨高或落低,库内、外水位差也随之增大。如此,水轮机抽进或抽出的水量便可在大于抽水扬程的水头下发电,所得的发电量便大于抽水的耗电量。由于发电的水头比抽水的扬程大的越多,发电量便比耗电量大的越多。据实际计算,发电量比耗电量可大一倍以上,相当可观,因此这是一种增加发电量的重要发电方式。这种方式,在工程上主要使水轮机增加抽水性能,并在水工建筑物上做相应安排,工程量、投资不会大幅增加。

5 潮汐能的开发利用

5.1 概述

我国海岸线漫长,北自鸭绿江口,南至北仑河口,全长 18 000 多千米,外加 5000 多座岛屿的海岸线,总长可达到 32 000 多千米,潮汐能蕴藏量非常丰富。据水电部 1985 年普查,仅华东地区沿海可开发的装机容量即达 1995 万 kW,年发电量为 574 亿 kWh,与长江三峡水力能源相当。在我国经济迅速发展,且对电力能源急切需要的时期,如此丰富的可再生、清洁而经济的能源,研究如何开发利用,为当务之急。

丰富的潮汐能源同样遍布于世界各地,引起世界各国专家和相关研究人员的注意和浓厚的兴趣,并开展了大量的研究、试验工作。

法国于 1968 年在英吉利海峡朗斯(Rance)河口,建成

了世界上第一座潮汐电站——朗斯潮汐电站,共装 24 台水轮发电机组,每台容量为 1 万 kW,共 24 万 kW,年发电量为 5.44 亿 kWh。该电站采用了灯泡贯流式水轮发电机组,具有创新意义。朗斯潮汐电站的成功建成,为开发利用丰富、可再生、清洁的潮汐能源开辟了一条广阔的道路。

苏联也于 1969 年建成了一座小型潮汐试验电站——基斯洛亚诺夫潮汐电站。该电站装机 2 台,每台容量为 400kW,共 800kW,年发电量为 280 万 kWh。该电站主要特点在建造方面,坝、水闸、厂房等水工建筑物均采用在岸边旱地预制,然后使旱地进水,让这些建筑物浮运至工程地点,定点沉放,加固而成。这种预制、施工的新方法大大改善了建筑物的建造方法,减少了工程量、工期和工程造价,并为其潮汐电站的建设提供了宝贵经验。

20 世纪 70 年代末,作为我国重点科研项目的浙江江夏潮汐试验电站由我国自行试验、研究、设计,并建造成功。到 1985 年止,电站装机 5 台,装机容量共为 3200kW,年发电量约为 600 万 kWh。2007 年又增加一台 700kW 的机组,总装机容量达 3900kW。电站除发电外,还围垦了海涂 $3.73 \times 10^6 \text{ m}^2$,种植了水稻、棉花、豆类、柑桔、甘蔗等作物,水库中还养殖了对虾、牡蛎、河蟹等多种水产品,均获得了良好的经济效益。

1984 年,加拿大在芬地湾(Fundy Bay)的安波波利斯(Annapolis)建造了一座潮汐电站,电站装机 1 台水轮发电机,容量为 2 万 kW,采用了全贯流式机型。据报道,该机型比朗斯电站的灯泡贯流式机型节省费用 17%,且效率高,第一年运行便达到 95% 以上。

随着人们对能源需求的迅速增长,世界各国对潮汐能源开发利用的研究也不断开展,如英国曾规划在塞汶河口(Severn Estuary)建造潮汐电站,装机 216 台,每台容量为 4 万 kW,共 864 万 kW,年发电量为 170 亿 kWh。其他如俄国、印度、韩国等也有研究规划。近来据有关报道,美国、葡萄牙等国也在试验各式新型潮汐能发电装备,为大规模开发利用潮汐能作准备。

国内、外已建成潮汐电站多座,各有自己的特点和建设成就,下面扼要介绍法国的朗斯潮汐电站和我国的江夏潮汐试验电站。

5.2 法国朗斯潮汐电站

5.2.1 朗斯潮汐电站

朗斯潮汐电站位于英吉利海峡朗斯湾口(见图 6.3-23),大西洋海水流入英吉利海峡时流速已达 2.5 m/s ,法国的布列塔尼半岛(Bretagne)伸入海峡,引起潮位升高,潮差增大。中等潮平均潮差为 8.5m,大潮时超过 10.9m,分点潮时高达 13.5m,属世界大潮差地区之一。

该电站站址地形条件也很有利,坝址狭窄处宽度仅为 750m,而湾内水面面积较大,水库面积最大达 22 km^2 ,水库可利用有效库容为 1.84 亿 m^3 ,半潮位时最大流量为 $15 000 \text{ m}^3/\text{s}$,潮汐能量蕴藏量相当丰富。

法国经多年研究于 1960 年确定了最终开发方案,采用 24 台水轮发电机组,于 1961 年开始动工,1967 年完工,建成了世界第一座潮汐电站——朗斯潮汐电站。电站在开发方式、水轮发电机组形式等方面都取得了具有创新意义的研究成果。

5.2.2 朗斯潮汐电站的运行方式

朗斯潮汐电站虽库容巨大,地形细长,适合将水库一分为二,但为充分利用库容发电并减少工程投资,采用了单库

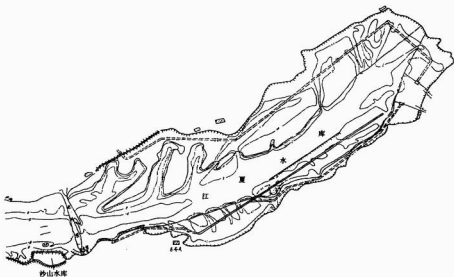


图 6.3-30 江厦潮汐试验电站水库平面

5.3.2 江厦潮汐试验电站的运行方式

在电站运行方式研究中，着重于如下几个总体性的问题：是单纯发电还是发电与围垦综合开发；是落潮单向发电还是涨、落潮双向发电；库内最高发电水位的选择等。

(1) 关于单纯发电还是发电与围垦综合开发。江厦海区海底具有良好的海涂资源。在决定建造潮汐电站前的 1966 年，由当地六个公社合作的民办公助的“七一塘围垦工程”已经动工兴建，到 1972 年已完成了堤坝的土石方量为 20 万 m^3 ，并建成了 5 孔，且每孔 3m 净宽的泄水闸一座，原拟围垦 $3.8 \times 10^6 m^2$ 海涂。按江厦港坝址以内水库面积为 $5.30 km^2$ （平均高潮位处），如全部用以发电，则可装机容量 1 万 kW 左右，如考虑在发电的同时围垦海涂 $3.733 \times 10^6 m^2$ 的方案，则库区水面将减少约 2/3，装机容量和年发电量也将相应减少，但农业收益相当可观。考虑到当地地少人多的情况、国家和群众集体利益兼顾的基本想法，以及江厦潮汐试验电站重要任务是对潮汐能开发利用的试验、研究，因此采用了发电和围垦海涂综合开发的方案。实践表明，综合利用，电、田兼得，社会、经济效益都是明显的。

(2) 关于落潮单向发电还是涨、落潮双向发电。单向发电和双向发电方式，各有优、缺点。

1) 单向发电。在相同潮差条件下，涨潮时水位可以蓄得较高，相应发电水头增加较大，有利于增加发电量；单向发电机组结构比双向发电机组结构简单，发电效率也较高，可降低机组造价，这是单向发电的显著优点。

2) 双向发电。优、缺点与单向发电是相对的。为达到涨、落潮双向发电的目的，必须使发电水头均匀化，从而降低了平均发电水头和同向发电时的发电量；同时，要求的机组构造比较复杂，且发电效率较低，从而增加了机组造价。但由于双向发电的历时较长，均较单向发电历时增加 40% 左右，因此总的发电量较单向发电为多，且发、供电历时增长，对电力系统非常有利；双向发电库内水位比单向发电时

低，这将增加库区可围垦的土地面积。据江厦电站计算资料，库内最高发电水位，双向发电为 4.44m，而单向发电高达 5.95m，比双向发电水位高 1.5m。相应库内可围垦面积，双向比单向的多 $1.2667 \times 10^6 m^2$ ，效益明显。

此外，双向发电灯泡贯流式机组的研制，也可为其后各类潮汐电站的建设提供有益的经验。

总之，从以后潮汐能的开发利用，以及潮汐电站工程多方面综合利用角度看，均以双向发电方式较为有利，因此被选用机组双向发电运行方式，见图 6.3-31。

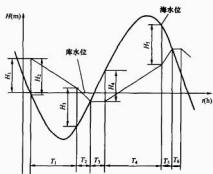


图 6.3-31 机组双向发电运行工况

T_1 —正向发电； T_2 —正向泄水； T_3 、 T_6 —停机等待；

T_4 —反向发电； T_5 —反向泄水； H_1 —反向泄水

结束时库水位； H_2 —正向发电初始水头；

H_3 —正向泄水初始水头； H_4 —反向发电

初始水头； H_5 —反向泄水初始水头

(3) 水库最高控制水位的选择。在决定采用双向发电开发方式的条件下，电站的发电量和围垦海涂的面积将是选择控制水位的两大重要因素。根据能量计算，水库水位控制

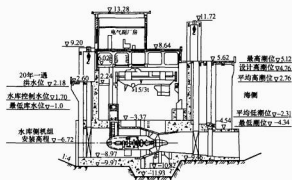


图 6.3-34 江厦潮汐试验电站厂房剖面

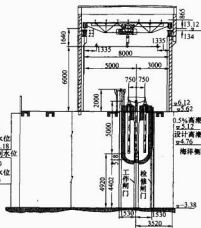


图 6.3-35 泄水闸横断面

5.3.4 水轮发电机组

(1) 江厦潮汐试验电站灯泡贯流式水轮发电机组是由我国自行研制成功的。从水轮机转轮叶片的模型试验、研究，到机组的设计、制造、安装，全部都是由我国科技人员自行完成的，为了精益求精，对水轮机模型进行多次试验，并反复改进。江厦电站的灯泡贯流式机组有两种型号，1、2号机组采用 GZN005 型转轮，最高效率为 79.5%（正向）和 75.5%（反向）。但 2 号机组的单机容量从 1 号机的 500kW 提高到 600kW。设计水头，1 号机组为 2.5m，2 号机组为 3.0m。3~5 号机组则采用其后试验、研制成功的机型 SGZ-25 型转轮，单机容量更增至 700kW，设计水头也为 3m。两种机型直径则均为 2.5m。

为了提高水库充、泄水能力，缩短充、泄水时间，增加发电量，水轮机除具有正、反向发电功能外，还具有泄水功能，1、2 号机组均具有上述 3 种功能。为了进一步提高水库充、泄水能力，经试验研制，3~5 号机组增加了水泵功能，即正、反向均具有抽水功能。该机组共有正/反向发电、正/反向泄水、正/反向抽水六种功能，性能得到进一步提高。

在水轮机与发电机之间，1、2 号机组采用行星齿轮增速器。1、2 号机组在某些参数上有所不同，前者的发电机转速为 500r/min，后者为 125r/min；前者发电机机型为 CX143/32-12，后者为 SFG700-48/2150 型；前者灯泡比为 0.8，后者为 0.9。

江厦潮汐试验电站水轮发电机组断面见图 6.3-35。

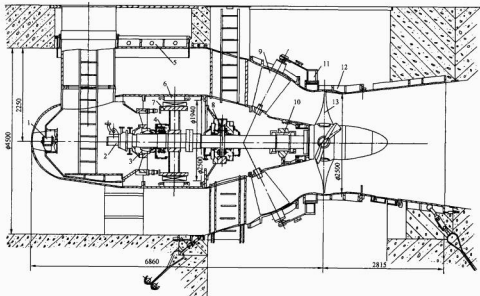


图 6.3-36 江厦潮汐试验电站 3~5 号水轮机发电机组断面

- 1—通风机；2—受油器；3—发电机轴承；4—励磁滑环；5—发电机吊孔盖板；6—发电机定子；
- 7—发电机转子；8—双向推力轴承；9—锥形导叶；10—水轮机导轴承；11—控制环；12—转轮室；
- 13—水轮机机壳

(2) 机组的防腐防污。

1) 江夏潮汐试验电站机组防腐防污的重要性。江夏电站机组设备没有采用不锈钢, 因此在海水浸淹中易引致腐蚀。该海域海水含氯度为 $1.97\% \sim 2.45\%$, 正好处于腐蚀速度的峰值。机组长年浸没于海水中, 流道流速平均可高达 $2.5 \sim 7\text{m/s}$, 加速了机组的腐蚀。该海域存在大量招摇海生物, 主要有藤壶和牡蛎, 其次为藻类和硅藻等。它们数量多, 且繁殖速度快, 约 3 个月的时间, 海生物附着厚度可达 3cm 。这些海生物壳体坚硬, 附着牢固, 不易脱落, 既影响机组散热, 又妨碍机组顺利运转和通风, 并会加快机组的腐蚀。因此, 机组必须采取防腐防污措施。

2) 江夏潮汐试验电站机组防腐防污的具体措施。

a. 采用三重套漆。即用底漆、中层漆和面漆三重套漆。

底漆, 用 H-36 厚浆型环氧富锌防腐漆。它兼具环氧树脂坚硬、耐磨、耐化学品、耐水性及较强附着力的作用。

中层漆, 为氧化橡胶涂料。它主要起加强底层防腐漆与面层防锈 (防海生物附着) 漆的作用。

面漆, 是高接触型氧化亚铜防锈涂料。氧化亚铜在海水中溶解成铜离子, 并被逐渐扩散到周围海水中。它是一种毒料, 可毒杀藤壶、藻类等海生物, 从而起防污作用。

b. 外加电流阴极保护。这是由恒电位仪、阳极、阴极和参比电极 (银—氯化银) 等组成的设备。参比电极用以测量被保护电位, 并向恒电位仪提供信号, 使其调节保护电流大小, 使被保护体始终处于保护电位范围内。被保护体接到电源的负极, 而阳极体接到电源正极, 以海水为导体, 组成回路, 使阴极体 (机组壳体) 的极化电位达到 -0.8V , 从而得到保护, 免受腐蚀。

由于腐蚀的作用, 防污漆经一段时间运行后, 可能会有大面积脱落, 因此同时采用外加电流阴极保护措施是必要的。

c. 用电解海水防污。即用海水泵、电解槽、储液槽和压缩空气设备等来电解海水, 使产生 Cl_2 和 NaClO 电解液, 并送入机组流道, 用以杀死海生物, 起防污作用。

以上三种措施联合应用, 经多年实践证明, 是有效而可靠的防腐防污措施。

5.3.5 变电站

(1) 主接线的选择。江夏潮汐试验电站主要供电地区是距电站 18km 的温岭县城。按此, 出线电压和出线回路的选择比较了二回 10kV 与一回 35kV 两种方案后, 采用了经济合理的一回 35kV 送电方案。

发电机与主变压器的连接采用了三台发电机与一台升压变压器组合的扩大单元接线。

江夏潮汐试验电站是正/反向旋转发电, 发电机出线电压相序也会随之改变, 因此电气主要接线必须考虑这种电压相序倒换的条件, 以适应电网固定不变的电压相序。为此, 在主接线中比较了两个方案:

①在每台发电机出线处各装一台断路器, 正/反向发电时分别启动各自的一台断路器, 两者之间闭锁。②在主变压器高压侧, 安装两段母线。母线另一段为固定相序, 两母线间并联安装两台 35kV 断路器, 正/反向发电时分别投入各自一台, 两者

之间闭锁。其中后一方案设备少、操作较简便、投资省, 因此被采用。

电气主接线见图 6.3-37。

(2) 主设备——断路器的选择。江夏潮汐试验电站是单库双向发电方式, 电站每天开、停机次数较多, 普通的断路器无法满足如此频繁的操作要求。据此, 江夏电站 35kV 高压侧选用了能适应频繁操作的 LN_2-35 型六氟化硫断路器, 发电机开关则选用 ZN_2-10 真空断路器。

(3) 升压、开关站的位置。潮汐电站建于沿海地区, 这些地区空气中含盐量较高, 据调查, 江夏潮汐试验电站一带海区 3 月份前绝缘子上附盐密度每月平均达 $0.035\text{mg}/\text{cm}^2$, 盐粒积累速度很快, 而空气中含有盐量户外比户内多约 4~8 倍。这些盐粒会降低电气设备的绝缘度, 造成严重后果, 因此江夏电站的变电站、开关站均布置在户内, 运行多年, 未因盐雾侵蚀而引发事故。

5.3.6 江夏潮汐试验电站的经济性

江夏潮汐试验电站发电至今, 已有二十多年, 对该电站的经济性应如何全面、合理地进行分析, 是一个重要的问题。江夏潮汐试验电站的试验、研究以及建设, 有其特殊条件, 主要有以下几点:

(1) 该电站是国家重点科研项目, 是试验研究性的电站。从机组的模型试验, 机组研究、设计、制造都是我国自行进行的, 故需要付出试验、研究费用。机组整套设备都是专门设计、制造的, 不像常规电站可成批生产, 故造价较高。

(2) 该电站是在当地原正进行的“七一填垦工程”基础上改建的, 电站水力枢纽工程受原有建筑物的影响, 增加了土方开挖量、建筑工程量和投资。

(3) 该电站建设正当“文革”动乱时期, 管理混乱, 造成大量设备、材料的报废、丢失, 以及工期延长和其他损失。

(4) 该电站按其潮差和水库容积计算, 可装机约 $11\,000\text{ kW}$, 因考虑原有围垦需要, 及作为试验电站的要求, 适当降低了装机容量, 最后采用了 6 台水轮机, 总装机容量为 3200 kW , 不足可装机容量 $1/3$ 。致使电站发电量大幅度减少, 而电站单位千瓦投资则明显增加, 不具有良好的经济效益。

(5) 该电站工程同时还围垦了 $3.733\,6 \times 10^6\text{ m}^2$ 土地, 其中可耕地达 $3.133\,3 \times 10^6\text{ m}^2$ 。如按当地当时围垦工程单

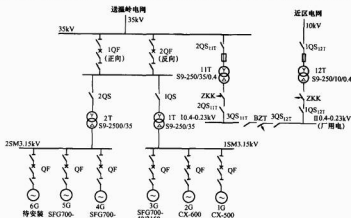


图 6.3-37 电气主接线

价指标计算,并用以分摊电站工程总投资,则电站单位千瓦投资将明显减小。

根据当时省电力局分析计算,如将上述不合理投资因素排除,则“潮汐电站单位千瓦造价指标已接近常规河川水电的指标,而潮汐电站没有淹没土地,迁移人口的损失”。

从电站经济效益分析,影响江夏电站经济效益主要如下几个方面因素:

(1) 电站装机容量偏小,使发电量减少,影响电站的发电收入。

(2) 长期以来,当地对该电站上网电价订得过低,远低于同属再生新能源的风电电价,甚至还低于当地小水电的上网电价。2004年,在电站主管单位的努力下,已将电站的上网电价调整为每度电约2元人民币,电站的效益大为改善。

(3) 电站在运营管理上,配备的人员偏多,增加了运行费用。

(4) 电站工程投资包括了围垦项目,围垦农田的种植效益和库区水产养殖的效益(两者年效益均在1000万元及1500万元)超过了该电站的发电效益,但却全不计入电站的经济效益,归当地政府 and 集体所有。

综上所述,江夏电站具有重要的科学、工程价值和良好的经济效益,是一个成功的潮汐发电示范电站。

6 讨论

6.1 我国沿海潮汐能源丰富、开发优势明显

随着我国经济的飞速发展,电力能源的需求量也将大幅增长,据国家发展和改革委员会有关方面估计,“十一五”期间,我国能源需求量将增长两成半,其中约九成来自煤炭,而我国煤炭产量并不丰富,可供开采的年限有限,且运输、环境污染等问题均较严重,开采费用高。因此,“十一五”期间要特别重视能源结构优化问题,要使新的替代能源尽快进入快速发展轨道,而潮汐能源作为新的替代能源之一具有相当优势。

6.1.1 我国沿海潮汐能量蕴藏丰富

根据原水电部1985年普查,我国沿海可开发的潮汐能源达2100万kW,年发电量达620亿kWh。其中92%分布于工业比较发达、电力能源迫切需要的华东沿海地区。至今被开发利用的能源不到1%,开发利用潜力巨大。

6.1.2 潮汐发电技术已现实可行

法国于1968年在英吉利海峡朗斯(Rance)河口建成了世界上第一座潮汐电站——朗斯潮汐电站,装机24台,容量为24万kW,年发电量为5.44亿kWh,运行至今,效果良好。经多年研制成功的灯泡贯流式水轮发电机组,具有涨/落潮双向发电、泄水、抽水功能,为潮汐能开发利用提供了科学先进的发电设备。

1969年,苏联在白令海峡的Ura-Guba湾建成了一座潮汐电站,该电站采用了双向灯泡贯流式机组,装机2台,每台容量为400kW,共800kW,年发电量为280万kWh。在分析研究了法国朗斯潮汐电站的工程造价后(电站将4.8亿法郎的总投资中约80%用在施工围堰的土建项目上),并成功采用了预制浮运沉箱的施工方法,节约了大量施工围堰土建费用。

1984年,加拿大在芬地湾(Fundy Bay)的安蒂波里斯(Annapolis)建成了一座潮汐电站。该处是世界最大潮差地点之一,最大潮差达16m。该电站装机1台、容量为2万

kW的全贯流式水轮发电机。据报道,该型机组比灯泡贯流式机组可节省17%的造价,且运行效率高达95%。

1985年,中国国家重点科研项目的江夏潮汐试验电站全部建成。

上述潮汐电站运行至今都达20~30年,效果良好。实践证明,潮汐的开发利用技术是现实可行的。

6.1.3 潮汐发电主要优点

根据国内、外多座潮汐电站的建设和运行经验,潮汐发电具有较多的优点,主要有如下几个方面。

(1) 潮汐能是可再生资源,取之不尽,用之不竭。东南沿海地区均属半日潮型,潮汐每天两次涨落,发电成本低,与水电相当。

(2) 潮汐发电不污染环境,且能净化美化环境,可增添旅游景色。法国朗斯潮汐电站每年旅游收益超过了发电收益。江夏电站建成后,“潮汐发电内容已编入中小学教科书,来电站参观及社会实践的人数与日俱增”。

(3) 潮汐电站不淹没土地,尚可促淤围垦土地。例如,江夏电站,促淤围垦了 $3.733 \times 10^6 \text{ m}^2$ 土地,其中可耕地 $3.133 \times 10^6 \text{ m}^2$,并已种植了水稻、棉花、油菜、柑桔等多种作物,年产值达一千万元。此外,水库内养殖对虾、青蟹、蛏子、花蚶等水产品,年产值高达一千多万元,“水库已成为当农民致富的宝地”。潮汐电站工程的种植、养殖两项综合利用效益就超过了发电效益。

潮汐电站因运行需要,库内低水位将比原有低潮位提高,从而有利于库区航深和航运能力的提高。

潮汐电站工程,如厂房、拦水坝、水闸等顶部可铺设桥面,便利陆路交通,缩短两岸交通路线,例如朗斯潮汐电站便是如此。

潮汐电站水库还可控制进、出海侧的水量,以提高沿岸农田的排厅、除涝、蓄淡、防涝的多方面功能。

这许多综合利用效益,均非火电、核电所能兼有。

6.2 对潮汐发电工程有关问题的分析

潮汐能源相对于水电、火电常规能源,因其开发利用时间相对较短,且建成的潮汐电站为数很少,仍属新能源,人们对其认识了解较少,且作为新兴能源,一些技术、经济问题也有待后续研究、改进完善。下面扼要进行分析,以供参考。

6.2.1 潮汐发电工程单位装机容量成本

潮汐电站单位千瓦投资及发电成本均低于核电,且潮汐发电不但没有核废渣处理等环境保护费用,还有综合利用等效益。

潮汐电站,如江夏潮汐电站,如除去其前述特殊费用,单位电价已与中、小型河川水电站相当。河川水电站投资中常常不计入淹没土地和迁移人口、城镇、交通线路等多项经济损失,而潮汐电站可促淤围垦土地的经济效益通常也未计入。如果均予计入,则两者经济性相比将明显向潮汐电站倾斜。

仅从单位千瓦投资指标看,潮汐电站似乎明显高于火电站,但全面分析发电成本、环境和综合利用的效益后,结果就会不同。潮汐电站工程投资的具体内容,包括电站厂房、发电变电设备及坝、泄水闸、船闸、围垦工程,甚至坝顶铺桥等。但是,电站建成后只需配置一定管理人员,无需任何燃料,电站就能发电。火电站工程投资虽然仅包括电站厂房和发电设备两项投资,其单位千瓦投资较少。但火电厂建成后,还必须源源不断供应燃料,如煤炭、石油等。煤矿、石

油的开采和运输费用,发电后的大量废渣废气的处理和环境保护设施,这些费用如都计入火电站工程投资,则其单位千瓦投资将不会低于潮汐电站。如果再计算日常运行成本,火电成本显然比潮汐发电要高。一次性投资属经济性另一大重要指标。而经常性运行成本同样是经济性的一大重要指标,从长期效益来看,后者是更为重要的经济指标。如再从社会环境、资源的有效利用角度来考虑,潮汐发电比火电更具优势。

6.2.2 潮汐电站对水库和河道泥沙淤积的影响

考虑到潮汐电站需要建拦水闸、坝,形成水库,截断水流通道,常会提出水库或河道会因此出现泥沙淤积的问题。

水流流动常携带着泥沙运动,一旦水流停止,泥沙便失去运动的动力,停淤下来,这是泥沙淤积的一般原理。但一旦水流启动,且其流速足以冲起水底泥沙,并能携带运动,则泥沙又从淤积状态转为运动状态,并被带往他处。

港湾及咸潮河口地区,因潮流有涨潮流、平潮(停流)和落潮流,因此泥沙也有进、停、退流的往复运动状态。当这种运动长期处于平衡状态时,该港湾与咸潮河口地区便处于泥沙淤、冲平衡的稳定状态。

潮汐电站建成后,截断了库、海通道,水流流态发生了变化,但依旧有涨潮流、停流和落潮流,问题在于流速是如何改变,增大或减小,停流时间的长短,这些都是泥沙运动的关键因素。如江夏潮汐电站采用涨、落潮双向发电的运行方式,没有改变涨潮流进流、平潮停流,落潮流出的流态运行规律。仅在平潮时段,为了集中较大的库内、外水位差,以利于发电,停流时间较自然状态略有增长,约为1h。但也正因为集中了较大的水位差,加大了进、出水的流速。据江夏电站实测资料表明,落潮平均水位差更大于涨潮平均水位差,因此相应落潮平均流速也大于涨潮平均流速。水流挟沙能力与流速三次方成正比,所以水库出沙量也大于涨潮时进库的沙量。江夏潮汐电站运行多年后实测资料表明,江夏水库仅在上游端部分地区有10~20cm的淤积,而在距拦水坝约10km内,库底均处于冲刷区,冲刷深度可达2m左右,清楚表明,库区不是处于淤积状态。法国朗斯潮汐电站运行多年,同样没有淤积问题。实践证明,按照一般概念推论潮汐电站水库会迅速被泥沙淤死是缺乏科学根据的。

6.2.3 潮汐电站的间断性发电问题

单库开发的潮汐电站,在近平潮或停潮时,库内、外水位两者持平,则库内、外水位差为零或接近于零,水流也相应处于停流状态,此时电站无法发电,便出现了间断发电状态,这便是间断性发电问题。但这是否说明潮汐电站必然存在间断发电问题?是否有解决的途径呢?其实,只要选取合适的电站开发与运行方式就可以解决。

(1) 让潮汐电站参与电力系统运行,使之与电力系统中的其他电站,如水电站或抽水蓄能电站等联合运行。用这两种电站发电机组调控灵活,当潮汐电站间断发电时,由它们随时发电补充供应用户用电,等潮汐电站发电时,它们停机蓄能,既满足了用电负荷之需,又不会损失电能。

(2) 由潮汐电站本身解决。具体也可有几种措施:

1) 上述的间断发电情况仅在电站采用单库开发方式下才会发生。为解决问题,可以采用高、低双库开发方式,即将水库一分为二:①专在潮位高于库水位时开闸进水;②专在潮位低于库水位时开闸排水。前者称高库,后者称低库。如此,高、低两库终日便维持着水位差,电站也能够全天候不间断发电,从而完全解决了间断性发电问题。浙江省乐清

湾内的海山潮汐电站即采用了这一开发方式,使电站所在的岛上居民的生活、生产用电均能够由其自行解决,无需陆上供电。这种高、低双库开发方式主要缺点是,因水库被一分为二,可利用的发电库容将减半,发电量也相应随之减少,同时还将增加一部分闸、坝工程的投资。

2) 大、小双库双向发电开发方式。采用单库开发方式存在着电站间断发电、供电问题,这对于用户或电网而言是非常不利的。为了解决这一间断性发电问题,采用高、低双库单向开发方式是一有效的工程措施,但使电站发电量减少近半,这又是一不利问题。为克服上述不利问题,笔者曾提出了采用大、小双库双向发电开发方式,既可连续不断发电,又可增加发电量。

大、小双库双向发电开发方式的基本原理如下:

根据对我国江夏潮汐试验电站的设计实践和实际运行资料的分析,单库双向发电的潮汐电站每次涨潮(或落潮)中发电时间约为5h,而间断发电时间约为1~1.5h,两者之比约为3:1。如将潮汐电站水库划分为正常发电水库和补充发电水库两部,其库容之比也为3:1左右,形成大、小双库,且大、小两库的库容均可独立发挥效用,使其轮流互补发电,以达到连续不断供电的目的,便可克服其间断性发电的缺点。电站发电量也不会因此减少,还可在小库停机蓄能时间内,集中较大水位差,使同样容积的水量产生更多电量,从而使大、小双库总发电量比单库双向发电方式产生更多的电量。

大、小双库发电方式基本运行原理见图6.3-38。



图 6.3-38 大、小双库发电方式基本运行原理

笔者对长江口北支潮汐电站站址实测水库地形潮汐水文资料,按大、小双库双向发电开发方式的电站枢纽布置,进行了具体的能量调节计算,证明完全可以达到电站连续不间断发电的要求。北支潮汐电站可能站址及大、小库布置见图6.3-39。

3) 各电站联合,时差互补开发方式。我国沿海岸线漫长,通常情况下各地区之间潮时差达2~3h,如果全面规划设计合理,完全可以做到联合连续不间断发电的要求。

综上所述,潮汐电站间断性发电问题仅在单库

开发方式条件下存在,其他开发方式均不存在,而且这种开发方式完全可由科学的规划设计予以解决。



图 6.3-39 长江口北支潮汐电站地理位置

第4章 波浪能

海洋中的波浪有很多种类,根据其成因不同,大致可分为海洋声波、毛细波、表面重力波、海啸、海洋内波、潮汐及行星波等,本章叙述的波浪指的是海洋表面重力波,其直接成因是风,能量来源于太阳。

1 波浪特性

1.1 波浪的形成

海洋表面重力波的主要成因是风。当风吹拂海面,引起水质点偏离原来的平衡位置,在重力和惯性力作用下,这些水质点围绕平衡位置作周期性运动,形成了海洋中的表面波动现象,这种运动称为波浪或海浪。

1.2 波浪要素

波浪是海洋中一种复杂的流体流动现象,具有随机性和非线性特征。图 6.4-1 所示为海洋波浪的波面变化曲线,图 6.4-1 (a) 表示某空间位置波面 η 随时间 t 的变化,图 6.4-1 (b) 表示某点波面 η 随波运动方向(波向)空间位置 x 的变化。

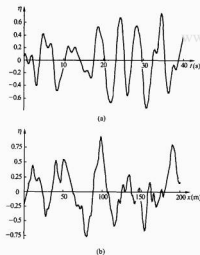


图 6.4-1 海洋波浪的波面变化曲线

(a) 某空间位置波面随时间的变化;

(b) 某点波面随空间位置的变化

图 6.4-1 (a) 中两个相邻上跨零点(即曲线上升时与横轴相交的点)的时间差称为这个波的周期,一个周期内曲线最大值与最小值之差就是该波的波高;图 6.4-1 (b) 中两个相邻上跨零点的距离称为这个波的波长。两相邻上跨零点中间存在的小波动不作为一波看待。将一段时间内发生的所有波的波高记录下来,按大小排成一个系列,则该系列排位前 1/3 的波高平均值称为三一波高(或称有效波高);所有波高的平均值称为平均波高。将一段时间内发生的所有波的周期记录下来,按大小排成一个系列,则该系列排位前 1/3 的

周期平均值称为三一周期;所有周期的平均值称为平均周期。类似地,还可以定义十一波高、十一周期等。这些波高、周期反映了随机波的统计特性,有利于估算随机波的功率。

随机波可以由一系列不同波高、不同周期、不同相位、不同波向的正弦行进波叠加而成。当波浪较小时,只需研究某一周期的波浪(称为规则波)的运动,便可以根据叠加原理得到随机波的运动,这就大大降低了随机波研究的难度。

如果知道规则波的周期 T (s) 和水深 h (m),则可以求得其波长 L (m)、波速 C (m/s)。首先求出角频率 $\omega = 2\pi/T$,再求解方程 $\omega^2 = gk \tanh(kh)$ 得到波数 $k(\frac{1}{m})$,由 $L = 2\pi/k$ 求出波长 L ,由 $C = \omega/k = L/T$ 求出波速 C 。可见在规则波中,波高、周期和波向是三个相互独立的波要素,因此通常采用波高、周期和波向三个要素来描述海洋中的波动现象。

1.3 波浪运动特性

(1) 波浪运动特性。波浪运动特性分析是波浪能利用的基础。在波浪能利用研究中,一般假定海水是不可压缩的无黏性流体,流动无旋。在这些假定条件下,规则的小波浪运动可表示为

$$\Phi = \frac{gH}{2\omega} \frac{\cosh[k(x+h)]}{\cosh(kh)} \sin(kx - \omega t) \quad (6.4-1)$$

$$\eta = \frac{H}{2} \cos(kx - \omega t) \quad (6.4-2)$$

式中: Φ 为速度势函数; H 为波高; g 为重力加速度; η 为波面的描述,此处假定波沿 x 轴正向。

(2) 水质点的运动速度。与上述解对应的水质点运动速度在 x 和 z 方向的分量 u 和 w 分别为

$$u = \frac{\partial \Phi}{\partial x} = \frac{H\omega \cosh[k(x+h)]}{2 \sinh(kh)} \cos(kx - \omega t) \quad (6.4-3)$$

$$w = \frac{\partial \Phi}{\partial z} = \frac{H\omega \sinh[k(z+h)]}{2 \sinh(kh)} \sin(kx - \omega t) \quad (6.4-4)$$

(3) 水质点运动轨迹。对流场中静止时位于 (x_0, z_0) 的水质点,根据线性波浪理论可得水质点的迹线为

$$\frac{(x-x_0)^2}{A^2} + \frac{(z-z_0)^2}{B^2} = 1 \quad (6.4-5)$$

式中: $A = \frac{H \cosh[k(z_0+h)]}{2 \sinh(kh)}$, 为水平长半轴; $B = \frac{H \sinh[k(z_0+h)]}{2 \sinh(kh)}$, 为垂向短半轴。

显然,在有限水深的水域中,行进入射波的水质点运动轨迹为一个椭圆。波浪能利用史上,有一些波浪能装置就是根据波浪水质点的运动特征来设计的。

(4) 压强。由伯努利(Bernoulli)方程可知行进入射波产生的动水压强为

$$p = -\rho \frac{\partial \Phi}{\partial t} = \frac{\rho g H}{2} \frac{\cosh[k(z+h)]}{\cosh(kh)} \cos(kx - \omega t) \quad (6.4-6)$$

式中: ρ 为海水密度。

1.4 波浪能量与能流密度

1.4.1 波浪能量

波浪能属机械能,由动能和势能组成。在单位迎波宽度(沿波峰线单位长度)下,一个波中所储存的动能 E_k (J/m) 和势能 E_p (J/m) 的计算公式为

$$E_k = \int_0^L dx \int_{-A}^A \frac{\rho}{2} (u^2 + w^2) dz \quad (6.4-7)$$

$$E_p = \int_0^L dx \int_0^{\eta} \rho g z dz \quad (6.4-8)$$

式中: x 和 z 为水平和垂直坐标,坐标原点定义在静水面。

总能量 E 为

$$E = E_k + E_p \quad (6.4-9)$$

式(6.4-7)和式(6.4-8)适用于任意表面重力波。对于线性规则波,有

$$E_k = \frac{1}{16} \rho g H^2 L \quad (6.4-10)$$

$$E_p = \frac{1}{16} \rho g H^2 L \quad (6.4-11)$$

显然,对于线性规则波,动能和势能相等。

1.4.2 波浪能流密度

波浪能流密度 E_F (W/m 或 kW/m) 指的是一个周期内,通过某平面点 (x, y) 海底 $z = -h(x, y)$ 到海面 $z = \eta(x, y)$ 之间的波浪功率的平均值,其计算公式为

$$E_F = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} \int_{-h(x,y)}^{\eta(x,y)} p u dz dx dt \quad (6.4-12)$$

式中: p 为波浪引起的动水压力。

对线性波,有

$$E_F = E_C g / L \quad (6.4-13)$$

式中: C_g 为波群速,由式(6.4-14)给出。

$$C_g = nC = \frac{1}{2} \left[1 + \frac{2kh}{\sinh(2kh)} \right] C \quad (6.4-14)$$

式中: $C = \omega / K = L / T$ 为波速。

对于深水波,式(6.4-13)可进一步改写为

$$E_F = \frac{\rho g^2}{32\pi} TH^2 \quad (6.4-15)$$

或

$$E_F \approx TH^2 \quad (6.4-16)$$

式(6.4-15)和式(6.4-16)常用来近似计算线性规则波的能流密度,其中对式(6.4-15), E_F 单位 W/m³; 对式(6.4-16), E_F 单位 kW/m。

对于线性不规则波,可采用下式近似估算

$$E_F \approx C_F T_p H_{1/3}^2 \quad (6.4-17)$$

式中: C_F 为系数,其取值在 0.3~0.5 之间,取决于波谱形状,如对 Bretschneider 谱, $C_F = 0.42$; $H_{1/3}$ 为有效波高; T_p 为谱峰频率对应的周期。

1.4.3 波浪能分布特征

海洋波浪能与风的烈度以及风作用距离有关。波浪能最强的区域在北纬、南纬 30°~60° 的强西风带。在强西风带的大洋东岸,如英国、丹麦、荷兰等国,能流密度可达 20~100 kW/m。

我国最北的海域处于强西风带边缘,但处于太平洋的西岸,西风无法造成大浪(风作用距离为零);且由于东海、南海外国家与地区形成的屏蔽,大大减小了从太平洋进入我国海域的波浪。我国的波浪主要由季风引起,夏季除台风外,有较弱的西南季风,造成西南向的小浪;冬季有较强的东北风,造成较大的浪,但风作用的距离较短,且多为从陆地吹向大海。故相对于英国、葡萄牙等国来说,我国的波浪

能密度很低,年平均波浪能密度普遍低于 10 kW/m。

1.5 波浪变形

波浪由深水传入浅水区或者遇到障碍物(如岛屿、海洋结构物)时,会发生浅水效应、折射、绕射、反射和破碎等变形,导致波高、波长和波向等发生变化,从而引起波浪能量的空间分布发生显著改变,因此波浪变形是波浪能利用中必须关注的重要物理现象。

1.5.1 浅水效应

波浪从深水向浅水传播时所发生的波长变短、波高增大的现象称为波浪的浅水变形,浅水变形前后的波高变化可采用下面的公式进行计算

$$H = K_s H_0^2 \quad (6.4-18)$$

式中: H 为浅水变形后的波高; H_0^2 为等效深水波高,即无折射影响时与浅水波高 H 相应的深水波高; K_s 为浅水变形系数,对于线性规则波,有

$$K_s = \frac{1}{\sqrt{2\pi \tanh(kh)}} \quad (6.4-19)$$

$$n = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{2kh}{\sinh(2kh)} \right) \quad (6.4-20)$$

当波浪进入 $h/L_0 < 0.08$ (L_0 为深水水中的波浪波长)的水域时,波浪的非线性对浅水变形有显著影响,式(6.4-19)不再适用,需要采用其他方法获得。

1.5.2 折射现象

波浪进入浅水后,波速和波长随水深变浅而减小。当波浪与水下等深线成斜向传播时,水深较大处波浪的传播速度大于浅水波浪,从而使波向发生改变,最终趋向于与海岸线垂直,这种现象称为波浪折射。图 6.4-2 表示直平行等深线上的波浪折射现象。

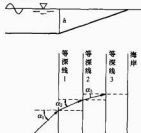


图 6.4-2 直平行等深线上的波浪折射

对于规则波,当波浪由水深 h_1 向水深 h_2 传播时,其折射满足光波的 Snell 折射定律,即

$$\frac{\sin \alpha_1}{\sin \alpha_2} = \frac{C_1}{C_2} = \frac{k_2}{k_1} \quad (6.4-21)$$

式中: α_1 、 α_2 分别为波浪折射前后波向线与平均等深线的法线之间的夹角; C_1 、 C_2 分别为与水深 h_1 、 h_2 对应的波速; k_1 、 k_2 分别为与水深 h_1 、 h_2 对应的波数。

假定波向线之间的波浪能量保持不变,则规则波发生折射时的波高变化可由下式计算

$$\frac{H}{H_0} = K_r \quad (6.4-22)$$

$$K_r = \sqrt{\frac{b_0}{b}} \quad (6.4-23)$$

式中: K_r 为波浪折射系数; H_0 为深水波高; b_0 和 b 分别为深水波和浅水波波向线之间的距离。

采用式(6.4-23)计算波浪折射系数的最大缺点是,在

复杂地形上波向线常发生交叉而导致该方法失效,此时需要应用折、绕射模型并借助数值方法来获得波浪折、绕射的综合影响。

1.5.3 绕射现象

波浪在传播过程中遇到障碍物时,会发生波浪能沿波峰线从能量高的区域向能量低的区域进行传递的现象,称为波浪绕射。波浪绕射现象对于波浪能利用有重要作用,通过绕射,可以将波浪能量汇集到波浪能装置附近(聚波),从而提高波浪能装置的俘获宽度比(波浪能装置吸收的能量与装置迎波宽度下的波浪能量之比)。

绕射效应引起的波高变化可用绕射系数 K_D 来表征,即

$$K_D = \frac{H_D}{H_1} \quad (6.4-24)$$

式中: H_D 和 H_1 分别为绕射波和入射波的波高。

目前国内外对单突堤、双突堤等简单形状的障碍物的绕射系数进行了较多研究,有一些简单的经验公式可以利用;而对复杂形状的障碍物的绕射系数,则需要借助试验和数值模拟的方法获得。

1.5.4 反射现象

波浪在传播过程中遇到障碍物时,不仅会发生绕射,还会发生能量的部分或全部反射。反射现象也可以在波浪能转换中被加以利用,从而提高装置的俘获宽度比,如澳大利亚的 Energetech 波浪能装置就利用波浪反射达到了聚波效果。

波浪反射的程度用反射系数 K_R 来表示,即

$$K_R = \frac{H_R}{H_1} \quad (6.4-25)$$

式中: H_R 为反射波高。

反射系数取决于反射面的坡度、粗糙度、透水性、几何形状及反射位置处的相对水深,入射波的波陡和入射角,一般需要根据试验确定。

1.5.5 波浪破碎

波浪进入水深递减的浅水时,波长减小,波陡增大。当水深浅到一定程度时,波浪发生破碎,深水波浪(特别是风浪)也会发生破碎,出现白浪,波浪破碎会消耗大量的波浪能,破碎波如遇到建筑物会产生很大的冲击力,因此在波浪能利用中需要避免波浪破碎现象的发生。

2 波浪能转换原理与转换技术

2.1 波浪能转换系统

目前研究的绝大多数波浪能转换系统由三级能量转换机构组成。其中一级能量转换机构(波浪能俘获装置)将波浪能转换成某个载体的机械能,如振荡水柱装置气室内水柱流动的能量,摆式、鸭式、浮子式、筏式等驱动液压装置或机械装置的能量,收缩波道式装置进入水库的水的位能等;二级能量转换机构将一级能量转换所得到的能量转换成旋转机械(如水力透平、空气透平、液压马达等)的机械能;三级能量转换将旋转机械的动能通过发电机转换成电能。有些特殊设计的波浪能转换系统可能实现波浪能俘获装置对发电机的直接驱动,这些系统没有上述二级转换环节。

2.2 波浪能转换基本原理

目前研究的波浪能利用技术大都源于以下几种基本原理:利用物体在波浪作用下的振荡和摇摆运动;利用波浪压力的变化;利用波浪的爬升将波浪能转换成水的势能等。根据一级转换系统的转换原理,可以将目前世界上研究的波浪

能利用技术大致划分为以下几类。

2.2.1 振荡水柱式波浪能利用技术

振荡水柱波浪能装置可分为漂浮式和固定式两种。目前已建成的振荡水柱波浪能装置都利用空气作为转换的介质。图 6.4-3 为一种振荡水柱波浪能转换系统的示意图。其一级能量转换机构为气室,二级能量转换机构为空气透平。气室的下部开口在水下与海水连通;气室的上部也开口(喷嘴),与大气连通。在波浪力的作用下,气室下部的水柱在气室内作上下振荡,压缩气室的空气往复通过喷嘴,将波浪能转换成空气的压缩和动能。在喷嘴安装一个空气透平并将透平转轴与发电机相连,即可利用压缩空气驱动透平旋转,带动发电机发电。振荡水柱波浪能装置的优点是转动机构不与海水接触,防腐性能好,安全可靠,维护方便;其缺点是二级能量转换效率较低。

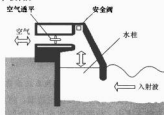


图 6.4-3 振荡水柱波浪能转换系统示意图

2.2.2 摆式波浪能转换技术

摆式波浪能装置也可分为漂浮式和固定式两种。图 6.4-4 为一种沉箱固定式的摆式波浪能转换装置。摆体是摆式装置的一级能量转换机构。在波浪的作用下,摆体作前后摆动,将波浪能转换成摆轴的机械能。与摆轴相连的通常是液压泵,它将摆的机械能转换成液压力,再通过液压马达带动发电机发电。摆体的运动很适合波浪大推力和低频的特性。最常见的摆式装置的摆轴设在水面之上,这样设置的好处是除摆以外的所有其他机械、液压装置都在水面之上,易于保养和防锈;缺点是一级转换效率略低,因为摆轴设在水面之上使得摆的上端运动小,下端运动大,这与水波运动导致的水质点运动规律正好相反。如果将摆轴安置于水下,摆式装置的一级转换效率就会有所提高。摆式装置的二级转换效率较高,故总体转换效率还是比较高的。从目前的摆式装置来看,其机械和液压机构抗浪能力有待改善。

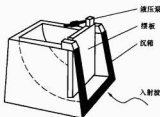


图 6.4-4 摆式波浪能转换装置

2.2.3 聚波水库波浪能转换技术

聚波水库装置分固定式(如图 6.4-5 所示)和漂浮式(如图 6.4-6 所示)两种类型。聚波水库装置通常利用喇叭型的收缩波道,作为一级能量转换机构。波道与海连通的一面开口宽,然后逐渐收缩通至储水库。波浪在逐渐变窄的波

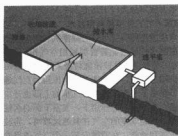


图 6.4-5 固定式聚波水库转换系统示意图

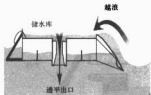


图 6.4-6 漂浮式聚波水库转换系统示意图

道中，波高不断被放大，直至波峰越过边墙，将波浪能转换成势能储存在储水库中。收缩溢流水库与外海间的水头落差可达 3~8m，利用水轮发电机组可以发电。其优点是一级转换没有活动部件，可靠性好，维护费用低，在大浪时系统出力稳定；不足之处是小浪下的系统转换效率低。

2.2.4 筏式波浪能转换技术

筏式波浪能转换技术通过漂浮在水面的、类似木筏的、端部铰接的若干浮体俘获波浪能，再通过液压系统驱动发电机发电，图 6.4-7 所示为一个三筏构成的筏式波浪能转换装置。

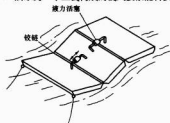


图 6.4-7 筏式波浪能转换系统示意图

筏式装置只能利用每节浮体之间的角位移吸收波浪能。因此，对于不能引起较大角位移的波浪，该装置的效率就很低了。另外，液压系统的阻尼也是影响装置效率的重要参数。当阻尼太大时，装置太硬，浮体间角位移太小，无法有效吸收波浪能；反之，当阻尼太小时，装置太软，浮体间角位移过大，获取的波浪能却不大。筏式装置的优点是具有良好的整体性，抗波浪冲击能力较强；采用液压方式传递能量，具有较好的能量传递效率；采用了能量缓冲器，发电稳定性较好。缺点是其结构沿波浪传递方向放置，与垂直于波浪传递方向布置的装置相比，单位体积下俘获波浪能的能力不强。

2.2.5 振荡浮子式波浪能转换技术

振荡浮子式波浪能转换技术采用浮子俘获波浪能，通过与浮子连接的液压装置或机械装置将波浪能转换成某种机械能，再通过发电机转换成电能（如图 6.4-8 所示），或者浮子直接驱动直线式发电机发电。



图 6.4-8 振荡浮子式波浪能转换系统示意图

振荡浮子式波浪能转换技术近年来发展较快，大致有以下原因：①相对于其他波浪能俘获系统，振荡浮子制造最为简单；②可以采用液压系统或机械系统传递能量，效率比振荡水柱式装置高；③采用液压系统，能量容易汇集，形成大规模发电系统；④采用液压系统，可以发电，也可以输出非电力的动力，实现一机多用。

2.2.6 鸭式波浪能转换技术

鸭式波浪能转换技术采用鸭形的凸轮吸收波浪能，如图 6.4-9 所示。其转换原理为，当波浪冲击凸轮时，“鸭头”（凸轮的小圆端）向上摆动；当波峰过后，鸭头向下摆动。凸轮绕着转轴作上下摆动，带动液压泵，把波浪能转换为液压能；再通过液压马达带动发电机发电。当遇到过大的浪时，鸭头会摆到背浪区，避免波浪的打击。鸭式波浪能装置具有精妙的设计，其凸轮的尾部具有一个较大的圆弧，其圆心与转轴同心，使凸轮在绕轴摆动时具有最小的阻尼（凸轮后部的大圆弧在绕轴摆动时不造波，因而减小了波浪阻尼）；另外，由于装置的大圆直径较大，减小了透射到凸轮后的波浪，因此，鸭式波浪能装置具有良好的二级转换效率，在设计波况附近可达到 90% 以上。许多个装置连成一片，既可以使电力输出稳定，又可以增加发电规模。

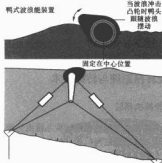


图 6.4-9 鸭式波浪能转换系统示意图

2.2.7 其他形式的波浪能转换技术

除了前面重点介绍的 6 种波浪能转换技术外，研究的比较有益的波浪能转换技术还有：

(1) Russell 整流器式波浪能转换技术。Russell 整流器是由英国牛津水力研究所研制的一种用于在海岸附近地区运行的波浪能转换装置，其示意图如图 6.4-10 所示。在该系统中，入射波方向装有单向阀门，这些阀门分为两组：一组允许水流流入蓄水池，另一组则只允许水流从蓄水池中流出，水池之间由水轮机连接起来，波浪产生的水力压力可维持该水轮机持续运转。波浪运动不断地产生压力并使蓄水池门打开，蓄水池充水，当内部流体静压力超过波浪产生的压力

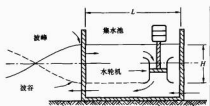


图 6.4-10 Russell 整流式波浪能转换器示意图

时，门就自动关闭。直至当蓄水池中的流体静压力大于外界压力时，排水门打开，集水池内的部分水被排出，随后通过水轮机将波浪能转换为机械能。

(2) WavePlane 直冲式波浪能转换技术。WavePlane 波浪能装置是由丹麦 WPP A/S (WavePlane Production A/S) 公司开发的波浪能装置。它是一个漂浮式刚性结构，不同于随波逐流的船只，而是同水面维持一定的固定位置，为了在波浪中保持本身的静止性，该装置采用了漂浮式钻井平台的原理，其形状成“V”字形，顶部对着来波方向，其作用是将来波导向两边，使海水涌入装置中的多个导流孔，导流孔中的海水经过汇集，驱动涡轮机带动发电机发电，如图 6.4-11 所示。该技术的特点是在不需要运动部件的情况下把波浪不连续瞬时的强力转换为持续平稳的旋转运动。

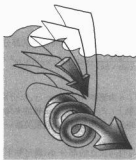


图 6.4-11 WavePlane 直冲式波浪能转换技术示意图

3 波浪能发电系统的设计与建造

波浪能发电系统的设计牵涉选址、波浪能资源分析、总体方案设计、水动力学优化、能量转换装置设计、保护方法设计、海洋工程施工设计等诸多环节，其中许多环节相互牵连，往往影响着整个设计。

建造是设计的具体实施过程，包括海洋工程施工、设备调试、实海况试验、进一步的改造等。建造过程变数较大，往往要对设计作出必要的修改。

3.1 选址

在选址时应综合考虑波浪能资源、建造成本及抗台风要求。在满足抗台风要求的基础上，尽可能选择波浪能资源丰富且利于建造、安放波浪能发电系统的地方作为站址。

漂浮式波浪能发电系统往往在陆地上建造，然后安放于预定站址。从抗台风的角考虑，站址水深应超过 20m，以免波浪因浅水导致的波高过陡、对系统冲击荷载过大，同时为系统下潜遗留留下足够的空间；从系泊成本考虑，站址水

深不宜过大，因海底为沙或淤泥，地势平缓；从研究和维护、维修角度考虑，距岸应较近。

对于岸式波浪能发电系统，站址应选择在以下地方：①具有整体性较好的花岗岩地质，以使结构具有较好的基础，有利于抵抗台风的打击；②海岸线下地势陡峭（水深 20m 等深线距岸的水平距离不大于 20m）的地方，可以大大降低海洋施工难度和成本；③岸上地势高、地形平缓，附近有道路、电网的地方，以降低土建费用。

3.2 波浪能资源分析

3.2.1 统计范围

从物理意义上，波浪能资源统计应该囊括所有的浪。而实际上在统计时，波浪能的资源仅仅统计“正常尺度”的波浪的能量，即波周期和波高在一定范围内的波浪能。这个统计范围内的波浪能量已经占了该地区波浪能总量的大部分。不同的地区，浪的正常尺度是不同的，如在强西风带的大洋东海岸，受强烈西风长时间的作用，波浪的统计范围可以在 3~15m（波高），6~15s（周期）；而对于中国这样的小浪地区，波浪能统计的范围可以是 0.3~4m（波高），2~8s（周期）。

3.2.2 测量仪器

波浪观测的内容包括风浪和涌浪的波面时空分布及外貌特征，项目主要包括海况、波型、波向、波周期、波高以及相应的水深、风速和风向，波浪能资源评估只取其中一些物理参数。测波仪器按其工作原理可分为光学测波仪、电接触式测波仪、压力式测波仪、声学测波仪、重力测波仪和遥感测波仪 6 大类。

光学测波仪，又称视距测波仪。观测者在固定观测点通过专用望远镜观测随波浮动的浮标，既可用望远镜中的网格估测波高，也可以通过传动装置把望远镜对浮标的跟踪运动传输给记录器，记录波浪运动的轨迹。光学测波仪是一种岸用测波仪，望远镜与浮标的最大距离为 1500m。光学测波仪的主要缺点是浮标随波性能不好，致使观测精度不高，另外雾天不能使用。但此类测波仪结构简单，操作方便，应用较为广泛。

电接触式测波仪是利用电测波杆将水面波动变换为电学数值加以记录。电测波杆有电阻式和电容式两种，它们均能定点连续观测，获取连续的波形资料，观测精度较高。但此类测波仪安装和操作不方便，且不能观测大浪，不能在潮差大的海区 and 导电性能差的淡水区使用，同时仪器元器件的腐蚀也较严重。

压力式测波仪是将压力传感器放置在海底，把波浪引起的压力变化转换为电量变化并加以记录。美国的 WG/100 型测波仪是较新式的压力测波仪。此类测波仪结构简单，安装方便，但对短波的观测精度较差。

声学测波仪是一种反向的回声测波仪，将声换能器面向上安装在海底。换能器不断向海面发射声波，此声波射到水面后又反射回到海底的接收器。有波浪经过时，根据声波从换能器发出到返回接收器所需的时间，可得波浪数据。此类测波仪用于测量涌浪时精度较高，但不能在破波带范围内使用。

重力测波仪是 20 世纪 60 年代发展的新式测波仪，有船用的和浮标用的两种，后者应用更为普遍。浮标用的重力测波仪又称测波浮标，是用装在浮标上的加速度计测定浮标随波浪运动时的加速度变化，通过二次积分之后以波动曲线形式加以记录。此类测波仪可获得大风天的风浪资料，是其他测

波仪不能做到的。但该类仪器所采用的二次积分是近似的,因此仪器的观测精度有待改进提高。

遥测测波仪分无线电反射波法和航空摄影法两种,前者根据接收到的几个旁台无线电反射波信号的强弱确定波高,根据多普勒频移的方向判断波向;后者用激光平行光线照射从飞机垂直向下拍摄的全息照片,通过傅里叶变换透镜形成夫琅和费衍射图像,再用光电读出器测出波浪的方向和能量。遥测测波技术为大面积快速测波提供了广阔的前景。

20世纪80年代以来,各国在改进现有测波仪的同时,也在加紧研制新型测波仪,如激光测波仪、宇宙线测波仪等。

3.2.3 分析方法

对于周期为 T 、波高为 H 的深水线性波,其能流密度采用式(6.4-15)或式(6.4-16)进行计算,对于线性不规则波采用式(6.4-17)进行估算。要评估波浪能资源,需从波浪观测记录里通过统计方法计算出波的特征值。

波高记录仪记录到的海浪是连续变化的波形,这种连续记录称为模拟记录。在不规则波的分析中,现代一般把模拟记录信息转换成数字记录信息,再计算各种统计量或谱。但手工处理模拟记录的方法是计算机处理方法的基础,即使现代,有时也非常有必要采用手工处理方法对特殊数据进行处理。手工处理方法如下:

(1) 观察波形记录,目测估计画出平均水位线。有潮汐影响平均水位缓慢地变化时,也可以画成斜直线或曲线。

(2) 用上跨零点法确定每一个波。此时,一规定线的零线必须遵守,只要稍微碰切零线就算一个波。由此读取每一个波的波高和周期,并按序号、波高和周期格式填写表格。

(3) 根据特征值的定义可计算出有效波高 $H_{1/3}$ 和谱峰频率对应的波周期 T_p ,据 $H_{1/3}$ 和 T_p 值可评估出波浪能资源。

计算机自动处理波形记录的方法同手工处理方法一样,但其处理速度和效率远高于手工处理方法,初始数据、中间结果和最终结果也易于管理和使用。

3.3 波浪能系统的优化设计

作为设计的起点,首先应确定波浪能系统的目标。如果该系统的目的是为了向电网提供电力,则该系统为并网发电系统,设计应以系统的年输出电量最大为主要目标,在发电质量上要保障输出电压与电网电压一致,需要将电功率的变化控制在一定范围内。如果该系统是为某一特定用户服务的,则该系统是一个独立能源系统,必须满足用户对波浪能系统尺度、安装位置的限制,以及用户对能量的需求,尽量扩大系统在小时内的转换效率,以保障能量的供应。

设计的第二步是根据上述分析,确定系统的组成。对于并网发电的系统,应该具有能量吸收装置、能量转换装置、发电装置、并网整流装置等。对于独立能源系统,应该具有能量吸收装置、能量转换装置、发电装置(如果有电力需求)、制淡装置(如果有淡水需求)、制冰装置(如果有冰需求)、能量测控装置、蓄电池、逆变器等。

第三步是系统总体建模。将构成系统的各部分分别建模,并最终形成总体数学模型。

第四步是系统整体优化。根据系统总体模型,通过计算,得到满足系统目标的最经济方案,如确定能量吸收装置的尺寸、建造方案、能量转换装置及发电装置的装机容量等。

第五步是系统各部分的优化。根据总体优化对各部分的要求,对各部分进行优化,得到满足目标的最优方案。

上述设计步骤相互之间有干扰作用,需要循环进行,直

到达到满意的结果。例如,第四步系统总体优化及第五步系统各部分优化具有相互干扰作用。当某一部分优化的结果显示,总体优化对该部分的优化目标无法实现;或在某部分优化时出现技术上的突破,则需要对系统总体设计提出修改,需重新建立总体模型和各部分模型。下面详细描述第三步至第五步的建模及优化设计。

3.3.1 一级转换装置的建模及优化设计

一级转换特指波浪能的俘获,故一级转换装置又称为波浪能俘获装置。一级转换过程的建模可采用线性势流理论描述流体运动,计算流体压力;采用牛顿第二定律描述能量俘获装置的运动。流体及能量俘获装置运动相互协调,互为边界条件。一级转换的优化的目标函数是变换波浪能俘获装置的几何尺寸和阻尼参数,使得波浪能的俘获量达到最大。

3.3.1.1 流体运动建模

在微幅无旋运动假设下,叠加原理成立,流体运动可以用速度势 $\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3$ 描述,其中 Φ_1 为入射势,描述理想化的入射波的运动; Φ_2 为绕射势,描述由于波浪能俘获装置及周围地形对入射波的修正(此时假设波浪能俘获装置保持静止); Φ_3 描述波浪能俘获装置运动时所造成的辐射波运动(此时假设入射波不存在)。

通常,上述流体运动为随机运动。但在微幅无旋运动假设下,只需研究某一规则波的流体运动,便可以根据叠加原理得到随机波的流体运动;同样,对于多自由度的波浪能俘获装置运动所造成的辐射波,也可以将其分解成单一自由度运动造成的辐射波的叠加,这大大降低了随机波下多自由度波浪能俘获装置流体力学分析的难度。

因此,可以假设入射势与时间独立的部分 Φ_1 为

$$\Phi_1 = \frac{igA}{\omega \cosh(kh)} \cosh[k(z+h)] e^{i(\omega t - \omega x \cos \beta + y \sin \beta)} \quad (6.4-26)$$

式中: $i = \sqrt{-1}$; h 为流体的深度; x, y, z 分别为参考坐标系下的坐标, z 轴朝上; β 为入射波与 x 轴的夹角; ω, A 分别为入射波的频率和振幅; k 为波数,由色散关系 $\omega^2 = gk \tanh(kh)$ 确定。

而绕射势与时间独立的部分 Φ_2 满足如下绕射问题的控制方程和边界条件

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial^2 \Phi_2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi_2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi_2}{\partial z^2} &= 0 \quad (\text{域内}) \\ \frac{\partial \Phi_2}{\partial z} &= \frac{\omega^2}{g} \Phi_2 \quad (z=0) \\ \frac{\partial \Phi_2}{\partial z} &= 0 \quad (z=-h) \\ \frac{\partial \Phi_2}{\partial n} &= -\frac{\partial \Phi_2}{\partial n} \quad (\text{物体的湿表面上}) \\ \lim_{R \rightarrow \infty} \sqrt{R} \left[\frac{\partial \Phi_2}{\partial R} - ik \Phi_2 \right] &= 0 \quad (\text{在远处}) \end{aligned} \right\} \quad (6.4-27)$$

式中: n 为浮体表面的内法线方向; $R = \sqrt{x^2 + y^2}$; g 为重力加速度。

辐射势可分解成各运动模式所造成的辐射势之和,即

$$\Phi_R = \sum_L \Phi_R^{(L)}$$

式中: $\Phi_R^{(L)}$ 为 L 运动模式所造成的辐射势。

如果假定物体运动的幅值很小,其 L 运动模式的幅值记为 X_L ,该运动的单位速度所造成的速度势为 $\varphi_R^{(L)}$,则空间辐射速度势可表示为

$$\Phi_R^{(L)} = -i\omega X_L \varphi_R^{(L)}$$

其中 $\varphi_R^{(L)}$ 满足如下的控制方程和边界条件

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial^2 \varphi_R^{(L)}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi_R^{(L)}}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \varphi_R^{(L)}}{\partial z^2} &= 0 \quad (\text{域内}) \\ \frac{\partial \varphi_R^{(L)}}{\partial z} &= \frac{\omega^2}{g} \varphi_R^{(L)} \quad (z=0) \\ \frac{\partial \varphi_R^{(L)}}{\partial z} &= 0 \quad (z=-h) \\ \frac{\partial \varphi_R^{(L)}}{\partial n} &= n_L \quad (\text{在运动体表面上}) \\ \frac{\partial \varphi_R^{(L)}}{\partial n} &= 0 \quad (\text{在非运动体表面上}) \\ \lim_{R \rightarrow \pm \infty} \sqrt{R} \left[\frac{\partial \varphi_R^{(L)}}{\partial R} - ik \varphi_R^{(L)} \right] &= 0 \quad (\text{在远处}) \end{aligned} \right\} \quad (6.4-28)$$

式中: $n_L (L=1, 2, \dots)$ 为流体表面广义的外法线向量, L 为自由度编号; $n = (n_x^*, n_y^*, n_z^*)$ 为计算点流体表面外法线矢量。

令编号 $j(l) = 6(l-1) + j$, 其中 $j=1, \dots, 6$; l 为运动体的编号; $(x_{0l}(t), y_{0l}(t), z_{0l}(t))$ 为假定的 l 运动体的旋转中心点, 则

$$\left. \begin{aligned} n_{1l}^* &= \begin{cases} n_x^* & (\text{计算点在 } l \text{ 运动体上}) \\ 0 & (\text{计算点不在 } l \text{ 运动体上}) \end{cases} \\ n_{2l}^* &= \begin{cases} n_y^* & (\text{计算点在 } l \text{ 运动体上}) \\ 0 & (\text{计算点不在 } l \text{ 运动体上}) \end{cases} \\ n_{3l}^* &= \begin{cases} n_z^* & (\text{计算点在 } l \text{ 运动体上}) \\ 0 & (\text{计算点不在 } l \text{ 运动体上}) \end{cases} \\ n_{4l}^* &= \begin{cases} (x - x_{0l}) n_x^* - (y - y_{0l}) n_y^* & (\text{计算点在 } l \text{ 运动体上}) \\ 0 & (\text{计算点不在 } l \text{ 运动体上}) \end{cases} \\ n_{5l}^* &= \begin{cases} (y - y_{0l}) n_x^* - (z - z_{0l}) n_z^* & (\text{计算点在 } l \text{ 运动体上}) \\ 0 & (\text{计算点不在 } l \text{ 运动体上}) \end{cases} \\ n_{6l}^* &= \begin{cases} (z - z_{0l}) n_x^* - (x - x_{0l}) n_x^* & (\text{计算点在 } l \text{ 运动体上}) \\ 0 & (\text{计算点不在 } l \text{ 运动体上}) \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (6.4-29)$$

通过边界元或其他有效方法可以求得 Φ_0 和 Φ_R 。

3.3.1.2 能量俘获装置建模

根据伯努利方程有

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + p/\rho + gz = 0 \quad (6.4-30)$$

其中 $z(\vec{x}, t) = Z(\vec{x}) + \zeta(\vec{x}) e^{-i\omega t}$

$$p(\vec{x}, t) = p_0(\vec{x}) + p(\vec{x}) e^{-i\omega t}$$

$$\varphi(\vec{x}, t) = \Phi(\vec{x}) e^{-i\omega t}$$

将上述各式代入伯努利方程, 并将 Φ_0 、 Φ_0 和 Φ_R 代入得到

$$p = i\omega \rho (\Phi_0 + \Phi_0 + \Phi_R) - \rho g \zeta \quad (6.4-31)$$

那么流体对能量俘获装置的作用力为

$$\langle F_i \rangle = e^{-i\omega t} \iint_A p \langle n_i \rangle ds = \langle F_W + F_R + F_S \rangle e^{-i\omega t} \quad (6.4-32)$$

其中

$$\langle F_W \rangle = \iint_A i\omega \rho (\Phi_0 + \Phi_0) \langle n \rangle ds$$

$$\langle F_S \rangle = -\iint_A \rho g \zeta \langle n \rangle ds = -\iint_A \rho g \left(\sum_L \Theta_L X_L \right) \langle n \rangle ds$$

Θ_L 为 L 方向单位位移导致的吃水增量分布。

$$\langle F_R \rangle = \iint_A i\omega \rho \Phi_R \langle n \rangle ds = (\omega^2 [m] + i\omega [N]) \langle X \rangle$$

$$m_{jL} = \rho \iint_A \text{Re}[\varphi_R^{(L)}] n_j ds$$

$$N_{jL} = \rho \omega \int_A \text{Im}[\varphi_R^{(L)}] n_j ds$$

波浪能能量俘获装置除了受流体压力导致的作用力外, 通常受系泊力约束(与位移近似成正比, 简化为弹簧)和阻尼力(与运动速度成正比, 简化为阻尼)作用, 即

$$\Sigma F = F_s - F_k - F_b \quad (6.4-33)$$

其中 $F_k = [K'] \langle x \rangle$, $F_b = [C] \langle \dot{x} \rangle$, $\langle x \rangle$ 为浮体的运动位移, $\langle \dot{x} \rangle = \langle X \rangle e^{-i\omega t}$, $[K'] = [K]_s$, $[C] = [C]_s$, K'_s 、 C_s 为 j 方向运动在 i 方向的投影系数。

由牛顿第二定律, $\Sigma \langle F \rangle = [M] \langle \ddot{x} \rangle$ 经过整理, 可以得到能量俘获装置的运动方程如下

$$\langle F_W \rangle + \omega^2 [m] \langle X \rangle + i\omega [N] \langle X \rangle - [K] \langle X \rangle + i\omega [C] \langle X \rangle = -\omega^2 [M] \langle X \rangle$$

化简后得

$$\langle F_W \rangle = [-\omega^2 (m + M) - i\omega (N + C) + K] \langle X \rangle \quad (6.4-34)$$

其中 $K_{jL} = \iint_A \Theta_L n_j ds + K'_{jL}$, 为运动体上因单位 L 运动所产生的 i 方向的分力, 包含静浮力和系泊力。上述方程为简谐作用力下的质量—弹簧—阻尼系统的动力平衡方程, 求解上述方程可以得到能量俘获装置的运动模式的幅度 X_L 。

3.3.1.3 能量俘获装置的优化设计

将式(6.4-33)移项, 可得

$$\langle X \rangle = [-\omega^2 (m + M) - i\omega (N + C) + K]^{-1} \langle F_W \rangle \quad (6.4-35)$$

由能量俘获装置的运动模式的幅度 X 、阻尼 C 和弹簧刚度系数 K , 可以求得能量俘获装置所俘获能量的平均功率

$$\begin{aligned} W &= \frac{1}{2} \langle -i\omega \langle X \rangle \rangle^T \langle -i\omega X \rangle \\ &= \frac{1}{2} \omega^2 \langle X \rangle^T [C] \langle X \rangle \\ &= \frac{1}{2} \omega^2 F_W^T F_W (P - i\omega C)^{-1} C^T (P - i\omega C)^{-1} \end{aligned} \quad (6.4-36)$$

式中: $P = -\omega^2 (m + M) - i\omega N + K$ 。

使俘获宽度比达到最大的阻尼 C 和弹簧刚度系数 K 称为最优阻尼 C_{opt} 和最优弹簧刚度系数 K_{opt} , 即

$$\frac{\partial W}{\partial C_i} = \frac{\partial W}{\partial K_j} = 0 \quad (6.4-37)$$

式中: C_i 、 K_j 分别为阻尼 C 和弹簧刚度系数 K 矩阵中的待设计参数。

求解式(6.4-37)可以得到最优阻尼 C_{opt} 和最优弹簧刚度系数 K_{opt} 。注意此时的优化结果可以表达成波浪角频率 ω 的函数, 也就是说在每一个角频率 ω 下的最优阻尼、最优弹簧刚度系数都不同。这些优化结果仅仅是在波浪和能量俘获装置作简谐运动时得到的, 不能代表真正的随机波下的最优设计。随机波下的最优设计是一个复杂的问题, 需要许多测控技术。一个简单的方法是设计能量俘获装置, 使其在某一设计波况下达到最优。而这个设计波况的选取要考虑波浪能系统的设计目标。如果该系统是一个并网系统, 希望俘获尽可能多的波浪能, 则应将年均能量最大的波作为设计波况, 除非该波况已经超出能量俘获系统所能吸收的范围; 如果该系统是一个独立发电系统, 则应将小浪季节的浪的参数作为设计波况, 使得能量俘获装置在小浪季节有较好的性能, 尽管这样可能会牺牲一些大浪时的性能, 但使得小浪和大浪时都有较合理的能量输出。

3.3.2 二级转换系统的优化设计

3.3.2.1 目标

二级转换是能量转换中的关键环节。二级转换不但是整个转换中的第二级,同时也为一级转换浮子提供最优负载(或最优阻尼),这是一级转换达到最大的必要条件之一。因此,二级转换系统在转换中需要尽量降低自身的能耗和工质在转换之后剩余的能量(如动能和势能),以提高二级转换效率;同时,要有较好的自动调节能力,以提高一级转换效率。

3.3.2.2 建模

二级转换指俘获波浪能后到发电机发电之间的转换过程,在不同的波浪能装置中有不同的定义。例如,对于振荡浮子式的波浪能系统来说,二级转换过程包括以下各个过程:

(1) 锚链在浮子驱动下的往复运动。

(2) 锚链往复运动带动的所有滚轮、链轮、泵的转动。

(3) 泵转动导致的流体通过液压管路、蓄能稳压系统流动后,驱动液压马达的转动。

因此,二级转换的建模要给出锚链、滚轮、链轮、泵等的动力学描述,液压工质在液压管路中的流体力学描述,蓄能工质在蓄能稳压系统中的物理描述。

3.3.2.3 简化

通常,在上述诸力中,驱动泵转动所需的力远大于锚链往复运动的摩擦力以及锚链往复运动驱动的所有滚轮、链轮转动所需的力,而且锚链运动的加速度也不大,因此可以将二级转换简化成一个静力学过程。其中,作用于浮子上的力为驱动泵转动的锚链力。

3.3.2.4 非简谐力的等效表达

一级转换的建模中,基于微幅运动假设,采用了叠加原理,将原本随机的、非线性的流体运动问题简化成简谐运动的叠加,避免了沿时间坐标的离散,大大减小了计算量。其代价是后续的二级转换受到了“简谐”限定,即浮子运动是简谐的,浮子上所受的所有力也是简谐的。

而在许多波浪能装置中,上述限定过于严格。例如对于振荡浮子式波浪能装置,浮子上所受的液压阻力就不是简谐的。事实上,由于蓄能稳压系统的稳压作用,使得液压泵在工作中压力变化较小,泵的驱动力基本上为一个常力。图 6.4-12 给出双向做功时的液压阻力。该力开始于运动死点之后某一个时刻 dt ——此间浮子运动,直到产生足够大的力驱动液压泵——结束于运动的另一个死点,与速度相同的相位,但对于液压系统做功,故属于阻尼力的范畴,但显然不是简谐阻尼力,无法将 3.3.1.3 中所得到的最优阻尼力作为优化设计泵的参考值。



图 6.4-12 与速度同相位的阻尼力

一个近似的方法是将泵的驱动力转换为“等效阻尼力”,并使之等于 3.3.1.3 中所得到的最优阻尼力。所谓等效阻尼力是将真实的阻尼力“等效地”转换为与速度成正比的阻尼力,使真实阻尼力与等效阻尼力在同样的运动下做的功相等。若真实阻尼力为 F ,其等效阻尼力为 Cv (v 为运动速度, C 为等效阻尼系数),则

$$\int_0^T Cv^2 dt = \int_0^T Fv dt$$

对于振荡浮子装置来说,若浮子自由运动的幅度为 A ,为了驱动液压马达,浮子从死点开始向另一个死点运动时,会停止一个时间 dt ,期间,浮子吃水改变 dA ,故浮子真实运动的幅度会变成 $(A-dA)$,对于双向做功,则

$$\int_0^T Cv^2 dt = 4(A-dA)F \quad (6.4-38)$$

其中 dA 与 dt 对应,为浮子因驱动液压泵需要损失的运动幅度。令

$$v = (A-dA)\sin(\omega t) \quad (6.4-39)$$

代入式 (6.4-38) 得等效阻尼系数

$$C = \frac{4F}{(A-dA)\omega\pi} \quad (6.4-40)$$

如果从式 (6.4-37) 求出最优阻尼 C_{opt} ,代入式 (6.4-40) 还可以得到液压装置的最优驱动力 F_{opt} 。可见 F_{opt} 与波高、波周期成正比。对于变量泵来说,可以通过泵的排量来控制阻力 F 。

在通过上述方法得到泵的驱动力后,可以根据液压系统的设计压力得到液压泵的排量,再根据排量得到泵的选型。

3.3.2.5 二级转换效率

对于振荡浮子式波浪能系统来说,二级转换效率大致是

$$\eta_2 = \eta_p \eta_s \eta_m \quad (6.4-41)$$

式 (6.4-41) 中, η_p 为液压泵的效率,取决于液压系统的工作压力;压力越大,摩擦阻力做功所占的份额越小,效率越高。 η_s 为液压工质在蓄能稳压系统中的效率,取决于蓄能稳压系统中蓄能工质在压缩和膨胀过程中所耗散的能量;耗散能量越小,效率越高。 η_m 为液压工质在液压管路内的效率,取决于流动中的流阻;流阻越小,效率越高。 η_m 为液压马达的效率,取决于液压系统的工作压力;压力越大,效率越高。

对于中低压力的二级转换系统, η_p 约为 80%, η_s 约为 98%, η_m 约为 95%, η_m 约为 85%。

3.3.3 发电系统的设计

根据波浪能装置的最大允许工况,以及系统一级转换、二级转换的效率,可以得到发电系统的装机容量。

具有蓄能稳压系统的波浪能装置在二级转换后输出平稳的机械能,因此,可以以下式作为系统装机容量的计算值

$$E = \eta_1 \eta_2 BE_w \quad (6.4-42)$$

式中: η_1 、 η_2 分别为一、二级转换效率; B 为波浪能装置开口宽度; E_w 为最大工况下波浪平均能流密度。

3.3.4 输变电系统的优化设计

电力电站能量使用方式有并网运行和离网运行两种,现在商业化运行的波力电站几乎都采用并网运行。对于岸式装置,一般采用变频恒流的并网技术并网。对于离岸波力电站,设计思想是把每个装置发出的交流电经电子整流器变成直流电,各个装置发出的交流电以直流电汇总,输送到岸上,然后在岸上把直流电变成交流电输送上网,如图 6.4-13 所示。

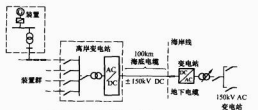


图 6.4-13 离岸电站的电能输送方式

采用这种输电方式能量汇集技术简单,可节省海底电缆费用。离网运行方式技术更简单,其实现方式为交流变直流,然后通过逆变器把直流变成交流直接提供给当地用户使用。

3.3.5 控制系统设计与优化

控制系统主要完成系统能量管理、监控系统运行状态、实现阻尼优化、确保系统运行安全等功能,显然它是保证波力电站能否正常高效运转的关键技术。控制系统一般由控制器、多功能数据采集控制卡、传感器和执行元件等组成。控制器可选台式计算机、工控机或单片机,它是一个计算、管理和控制中心;多功能数据采集控制卡主要实现 A/D、D/A 数据转化和开关量控制等功能;传感器主要提供压力、温度、位置、流量等信息,相应有力传感器、流量传感器、位置传感器等;执行元件有电控溢流阀、换向阀等。

3.4 海洋工程施工

3.4.1 岸式波浪能装置

岸式波浪能装置的海洋工程施工包括装置主体建造、导流墙建造、机房建造等。一般需要通过爆破形成基坑,然后在基坑内建造装置主体。

建造装置主体的主要方法有围堰法、钢模法、预制拼装法三种。

3.4.1.1 围堰法

通过爆破或建造的方法形成围堰,挡住波浪,形成静水或干地施工环境,这种施工方法称为围堰法。

爆破形成围堰是指通过爆破,在岩石上形成基坑与围堰,如图 6.4-14 所示。其中基坑要有合适的大小,可以容下装置主体建造,以及爆破拆除围堰时确保装置主体结构安全所需的空间,并能够在拆除围堰后,形成具有聚波功能的前港;围堰的厚度要满足建造期间抗浪要求,并易于拆除围堰的实施。在形成基坑与围堰之后,在基坑内建造装置主体,然后通过毫秒控制爆破,将围堰炸碎并抛入大海。

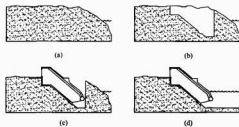


图 6.4-14 LIMPET 气室建造过程

(a) 原始状态; (b) 爆破形成基坑和围堰;
(c) 建造气室; (d) 拆除围堰

我国 3kW 岸式振荡水柱波浪能电站以及英国的 500kW 岸式振荡水柱波浪能电站 LIMPET 气室建造均采用爆破形成围堰的方法,如图 6.4-14 所示。该方法是建造岸式振荡水柱波浪能电站的最容易实施、最便宜的方法。其条件是必须寻找到足够大且完整的岩石,入海角度大^①,才可以实施。

建造形成围堰对地形要求较高,建造成本比较昂贵,围堰的质量也难以得到保障,其消浪、防水的效果往往不及爆破形成的围堰。英国 75kW 岸式振荡水柱装置和葡萄牙 500kW 岸式振荡水柱装置均采用了建造的方法形成临时围堰。在气室建筑完毕后,再拆除临时围堰。

① 当入海角较小时,围堰底部尺度过大,将造成爆破药量过大影响气室结构。

3.4.1.2 钢模法

钢模法可以用于在一般的岩石基础上建造波浪能装置。当岩石入海角过于平缓,或岩石不够完整,无法形成围堰时,可以考虑采用钢模法。

所谓钢模,实际上是波浪能装置主体结构的外模,如图 6.4-15 所示。为了便于主体结构的水下建造,特意将主体结构底部和侧部钢筋焊在钢模相应位置上。



图 6.4-15 钢模法施工钢模外形

在爆破形成基坑后,首先要在基坑内将固定主体结构底部的锚杆孔打好;然后将钢模固定于基坑中;用袋装混凝土将钢模与基坑之间的间隙封紧,形成静水状态;将锚杆插入锚杆孔并用掺有速凝剂的混凝土禁锢于锚杆孔内;浇筑主体结构底部混凝土;三日后将钢模内的水抽干,形成干地施工条件;最后在钢模内建造主体结构。

我国 100kW 岸式振荡水柱波浪能电站的气室采用钢模法建造。

3.4.1.3 预制拼装法

预制拼装法可以用于对结构密致性要求不高的波浪能装置,如导流墙及振荡浮子式波浪能装置的浮子滑槽等。

预制拼装法将所建造的结构分解成适当质量、尺寸的单位。单元结构需要进行特殊的设计,使之能够满足吊装、定位、固定以及整体浇筑的结构需求。

预制拼装法用于我国振荡浮子式波浪能装置浮子滑槽和导流墙的建造。在建造前,首先通过爆破形成浮子滑槽和导流墙依赖的基坑;然后安装具有底座、导向钢梁的整体定位结构;再在水下浇筑结构底座;根据起重条件,将浮子滑槽分成 15 块预制件(如图 6.4-16 所示),左侧导流墙分解成 6 块预制件,右侧导流墙分解成 4 块预制件,每个预制件上留有整体浇注孔、定位结构等;预制件在吊机和导向钢梁的引导下,依次安放到位,并采用袋装混凝土填充预制件与基坑



图 6.4-16 浮子滑槽预制单元

之间的缝隙,避免出现预制件位移;最后,将钢筋结构插入整体浇注孔,形成整体结构,如图 6.4-17 所示。



图 6.4-17 浮子滑槽 15 个预制单元被浇筑成为整体

上述结构的完成总共耗时 7 天,成为岸式波浪能装置的建设最成功的案例之一。

3.4.2 离岸式波浪能装置

如果离岸式波浪能装置是漂浮式装置,一般先在岸上建造完毕,再用拖轮或浮吊将装置投放在选定地点。

如果离岸式波浪能装置是固定式装置,建造点的地质是岩石质的,可以采用上述的钢模法建造;如果地质是沙或淤泥质的,则需采用沉箱法建造。

沉箱实际上是振荡水柱的气室和机房。

沉箱在岸上建造完毕后,可用浮吊运至安放点下沉;也可以在岸边下水,由拖船拖至安放点下沉。

为了使得装置具有更强的抗台风能力,需要在沉箱中增加压载舱。

4 波浪能发电装置/电站

4.1 波浪能装置/电站分类

目前对波浪能装置/电站主要有两种分类方法,一种方法是按波浪能装置的建造位置进行分类;另一种是按波浪能装置的转换原理进行分类。

(1) 按建造位置分类。波浪能装置按其建造位置可分为岸式装置、近岸装置和离岸装置三种。近期研究的大多数波浪能装置都是离岸装置。

(2) 按转换原理分类。波浪能装置按其转换原理可分为振荡水柱式、摆式、振荡浮子式、聚波水库式、筏式、鸭式等。

(3) 按固定形式分类。波浪能装置按其转换原理可分为固定型波浪能装置和漂浮式波浪能装置。世界上近期研建的绝大部分的波浪能装置均是漂浮式的。

4.2 波浪能装置的技术评价

振荡水柱式波浪能装置具有良好的一级转换效率和抗冲击性,但其二级转换效率很低,影响了装置的总效率,且缺乏稳定输出的能力,发电质量差。为了改进这些问题,采用了变速恒频和调励磁的发电系统,成本很高,效率和输出稳定性有所提高,但效果并不理想。近年来人们开始将注意力转向其他形式的波浪能装置,如振荡浮子式、收缩坡道式等,这些波浪能装置具有较高的效率,并可以实现平稳输电。

在波浪能利用研究的初期,人们提出的几乎都是漂浮式的。原因是漂浮式的波浪能装置似乎更容易建造,装置上所

有的东西均可在陆地上建好,投放到合适的地方即可,不必像固定式波浪能装置那样需要爆破、清淤、水下浇筑混凝土。但事实上真正建成的波浪能装置却多数为固定式的,原因是固定式更容易管理和研究;而漂浮式的波浪能装置不但容易被破坏,而且故障多,出了故障维修较难。

近年来,随着研究的深入,技术逐渐走向成熟,人们又开始注重漂浮式波浪能装置的研究。2004 年英国建成的 700kW Pelamis 波浪能电站和近年来研究的大部分振荡浮子式装置都是漂浮式的。我国建造的振荡浮子式波浪能装置是一个半固定、半漂浮式的波浪能装置,其浮子是漂浮式的,在一个固定的滑槽里来回滑动吸收波浪能。对这种半固定、半漂浮式的波浪能装置的研究,实际上是今后发展漂浮式波浪能装置做技术准备。

漂浮式是波浪能利用中最快捷、方便的方式,因此必然成为今后的主流。

4.3 波浪能装置的经济性分析

波浪能装置发电成本的评估依赖于许多因素,比如波浪能资源、水深、离岸距离、海底地貌、技术成熟程度、贷款的贴现率、税收等因素。在美国波浪能资源相对丰富的沿海地区,比如加利福尼亚州、夏威夷州、俄勒冈州和麻萨诸塞州,在考虑了以上因素后,未来波浪能发电成本估计在 (0.09~0.11) 美元/kWh 这个范围。

波浪能装置研建需要的资金投入大,建造周期较长,不确定性因素较多。现阶段波浪能电站商业应用的投资成本估计在 (4000~15000) 美元/kW 之间。要使投资成本有明显的突破,要求波浪能在利用技术上有所突破。现已有几类波浪能装置在小岛和偏僻沿海地区使用显示出了比柴油发电还经济的优越性,随着时间的推移,科学技术的进步,波浪能装置的造价将逐渐降低。

4.4 世界上近期研建的主要波浪能装置或电站

全世界近期研建的主要波浪能装置或电站包括:

(1) 英国 500kW LIMPET 波浪电站 (见图 6.4-18)。



图 6.4-18 LIMPET OWC 波浪电站

(2) 英国 750kW Pelamis 的波浪装置 (见图 6.4-19)。

(3) 澳大利亚 Uisce Beatha 波浪装置 (见图 6.4-20)。

(4) 欧洲多国合作的 Wave Dragon 波浪装置 (见图 6.4-21)。

(5) 英国的 WaveBob 波浪装置 (见图 6.4-22)。

(6) Archimedes Wave Swing (AWS) 波浪装置 (见图 6.4-23)。

(7) 美国的 PowerBuoy 波浪装置 (见图 6.4-24)。

(8) 中国汕尾波浪电站 (振荡浮子式) (见图 6.4-25)。



图 6.4-19 Pelamis 波力装置



图 6.4-23 AWS 波力装置



图 6.4-20 Uisce Beatha 波力装置



图 6.4-24 PowerBuoy 波力装置



图 6.4-21 Wave Dragon 波力装置



图 6.4-25 中国汕尾电力电站

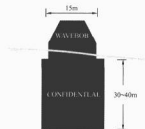


图 6.4-22 WaveBob 波力装置示意图

下面对英国的 LIMPET 电站、Wave Dragon 波浪能装置以及中国的汕尾波力电站进行比较详细的介绍，对世界上近期研制的其他波浪能电站或波浪能装置只进行简要介绍。

4.4.1 英国 LIMPET 波力电站

4.4.1.1 基本情况

电站名称：LIMPET (Land Installed Marine Powered

Energy Transformer)。

研建单位：英国 Wavgen 公司和贝尔法斯特女王大学 (Queen's University Belfast, QUB)。

建设地点：英国苏格兰西海岸的 Islay 岛。

建设条件：在站址外 10m 水深处，年平均波浪能功率密度大约为 20kW/m ，波浪能资源丰富；靠近 11kV 的电网，可容纳 LIMPET 电站 500kW 的发电容量；交通便利；获当地政府支持；潮位变化小。

装机容量： 500kW 。

输送方式：发电上网。

结构特征：能量采集系统由三个气室构成，每个气室的横截面积为 $6\text{m} \times 6\text{m}$ ，气室与水平面的倾角为 40° ，形成的水线面积为 169m^2 ，气室的上部分相互连接在一起；装置的水线长度为 21m ，离海岸线的进深为 17m ，水道深度为 6m ；透平/发电机组为 2 套，发电机的单机装机容量为 250kW ，透平的直径为 2.6m 。

4.4.1.2 发展背景

LIMPET 电站计划的发起人是贝尔法斯特女王大学的

Trevor Whittaker, 为了研究振荡水柱式波力电站的运行原理, Trevor Whittaker 领导的课题组在 Islay 岛上兴建一个装机容量为 75kW 的示范电站 (如图 6.4-26 所示), 该示范电站 1991 年开始建设, 在完成了一系列试验任务后于 1999 年退役。通过该电站的兴建, 证实振荡水柱式波浪能装置可以把海洋中的重力波转换为低压气动能量, 再通过 Wells 透平和发电机转换为电能。该计划最重要的成果是证明了在海岸线上修建波浪能采集装置的可行性。



图 6.4-26 QUB 的 75kW 示范波力电站

该示范电站后, 研究人员对下一步应该兴建岸式装置或是离岸式装置进行了讨论。从长远观点看, 离岸式装置的应用空间大, 波浪能资源丰富, 不会对养殖业造成不良影响, 不会对自然景观产生破坏, 电站产生的噪声不会影响人们的生活, 因此发展离岸式装置前景远大。但是在波浪能利用技术早期发展阶段, 岸式装置有较大的优势。同离岸式装置技术相比, 岸式装置的安装成本低, 不存在锚泊技术和费用问题, 输电成本低, 被台风破坏的可能性小; 岸式装置的发展可为离岸式装置的发展提供大量相关的技术储备, 这些技术主要是能量采集技术、发电上网技术和控制技术, 并积累相关的实海况试验经验。在考虑了上述因素后, QUB 和 Wavegen 公司决定在同一岛上兴建一座更大的岸式振荡水柱式波力电站, 即后来建成的 500kW LIMPET 岸式波力电站, 希望该电站成为商业化应用的典范。

4.4.1.3 能量采集系统

LIMPET 电站的关键工程是能量采集系统, 其建造过程采用围堰法, 建成后的气室结构如图 6.4-27 和图 6.4-28 所示。

图 6.4-27 所示是能量采集系统气室的横剖面, 三个相等的气室构成能量采集系统, 每个气室的净面积为 $6\text{m} \times 6\text{m}$, 三个气室构成的结构宽度为 21m 。采用三个气室有两方面考虑, 一是根据设计, 要达到 500kW 的装机容量, 俘获装置的迎波宽度要达到大约 20m, 这一跨度太宽, 从结构强度考虑, 不适合采用单一跨度; 二是一个 20m 宽的箱体常遭受内部横波的影响, 而横波是能量损失的主要因素。

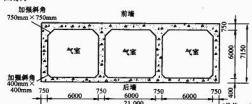


图 6.4-27 气室横剖面

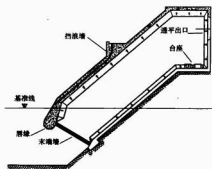


图 6.4-28 气室纵剖面

图 6.4-28 所示是能量采集系统气室的纵剖面, 其构成特点是一个倾斜的气室, 气室的前壁和后壁互相平行并且与垂线的夹角为 50° , 还有一个向内弯曲的内缘。设计气室倾斜的原因在于气室内水柱的固有振荡频率主要决定于入口唇缘的吃水深度、气室内的水线面积和气室入口处的面积。为了使波浪与水柱能很好地耦合, 水柱的固有周期要同波的峰值能量周期一致, 不列颠群岛 (British Isles) 大西洋沿岸峰值能量周期的典型值是 $10 \sim 11\text{s}$ 。出于施工简单的考虑, 早期兴建的 OWC 装置 (包括 QUB 75kW 示范装置) 都采用直壁墙的方式, 水柱的共振周期明显低于所期望的周期。原理上, 共振频率可以通过增加唇缘的吃水深度和减少进口的面积来改变, 但采用这两个措施明显地增加了水力损失, 所以共振效果名义上是提高了, 但整体效率却下降了, 这样通过气室倾斜来改变共振频率成了一种必然的选择。气室的倾斜, 使水线面积提高了 $1/\cos\theta$ 倍 (θ 为前壁与垂直线的夹角), 试验表明最优特性发生在 $\theta=50^\circ$ 情况下。另外气室的倾斜不仅影响到共振特性, 而且海水进入气室的通道更加通畅, 在正常发电时, 这种设计有益于减少水力损失, 然而在暴风雨时候它也带来了危险, 强大的水流能填满整个气室而导致对装置顶部的冲击, 解决办法是通过增加气室长度来避免水波对气室内部后墙的冲击。

设计向内弯曲的内缘是出于对波浪能进行削峰填谷的考虑。没有唇缘的向内弯曲, 水柱很快被排空, 能在一个波周期内产生一很高的尖峰, 向内弯曲的内缘几乎不影响水的流进但能阻止海水的快速流出, 继而削弱了气动能量的尖峰, 气动能量的均匀性有了很大的改观, 有益于后续的能量转换系统。

在能量采集系统上部平台的分隔墙上留了很大的孔, 便于来自于三个气室的空气能够混合在一起为透平/发电机机组提供能量。

4.4.1.4 能量转换系统

能量转换系统由透平、发电机等设备组成, 这些设备选择原则是要满足灵活性和可控性的要求, 其目的是当为 Islay 地方电网输电时, 可通过装置的灵活组合和控制, 为科学研究提供尽可能多的便利条件。

能量转换系统布置示意图如图 6.4-29 所示, 它通过一节管道同能量采集系统相连。该系统设备的摆放顺序是第一节管道 (1)、第一个隔离阀 (2)、第二节管道 (3)、第二个隔离阀 (4)、第一套发电机和透平 (5)、透平导轮 (6)、第二套透平和发电机 (7) 和一个喇叭形气流出口 (8)。

使用两个阀门是为了安全性和可控性考虑。LIMPET 要依赖发电机的扭矩为透平提供过速保护。当电网断路时,



图 6.4-29 LIMPET 电站的能量转换系统布置示意图

如果流向透平的气流不受控制，会使机组转动不断加速，导致过大的离心载荷损坏透平。有了阀门后，当透平转速逼近所设置的最大转速时，阀门控制系统将调节阀门的开度，在电网发生断路或其他重大事故时，阀门控制系统将阀门完全关闭，这样就可控制气流量。第一个阀门是由电力驱动的蝶阀，安装到位后在电磁离合器和平衡器的共同作用下一直保持张开，在透平超速或电网断路情况下，离合器松开，阀门在平衡器作用下关闭。第二个阀门是一个呈辐射状分布的叶片阀，它是一个气动控制阀，包含气动控制器，在透平超速或电网断路情况下，气动控制器将在 1.5s 之内卸载关闭阀门。叶片阀和蝶阀的开度可调节，可在大浪情况下减少穿过透平的气流。

能量转换系统包含两套透平/发电机组。每一套机组含有一台为 LIMPET 特殊设计的、装机容量为 250kW 的感应式发电机。发电机的轴上一端装有一个透平，透平的直径为 2.6m，这一尺度以及其他相关的尺寸是由透平机组的压力/流动特性同 OWC 特性相匹配的需要决定的；另一端装有一调速飞轮，用以调节能量。

第一套透平/发电机组的导流面是一个椭圆回转体，气流先经过发电机再到透平；第二套透平/发电机组通过透平导流与第一台机组隔离，气流先流经透平再到发电机。两台机组反向安装，因此两个透平的转动方向相反。QUB 的研究表明，反向旋转的双平面结构有一个较高的峰值效率和比单面结构更宽的响应频率。

对于每个波周期，对应着通过 OWC 转换过来的两个完整的能量周期，这在短时间内能量变化太激烈，会对系统的机械性能产生破坏作用，也影响到能量的输出质量。通过透平和调速飞轮的惯性作用，可使能量的输出趋于平缓。每一个透平的转动惯量都很大 ($1250\text{kg} \cdot \text{m}^2$)。当输入的气流能量随波的周期运动而变化时，惯性可以起“移峰填谷”的作用；当气流能量过大时，其中的一部分可以转换成动能，在气流能量不足时释放出来，使输送到电网的电能为平缓。

4.4.1.5 自动控制系统

LIMPET 控制器的核心是一片微处理控制单元。系统采集各种来自传感器的信号，向外输出各种控制信号。控制系统的硬件由基本控制单元、多路 I/O 计算机、网络监视模块（提供 G59 功能保护）、4 通道模拟信号输入板、4 通道模拟信号输出板、图形处理模块等组成，采用 C 语言编程，实现如下核心功能：

(1) 判断电站运转是否安全和工作是否正常。

(2) 启动设备。

(3) 控制发电过程和监测电站的工作状态，在出现故障时能采取合适的方式关机。

透平/发电机组的转速控制是实现电站平稳运行的关键，其转速采用两种控制方式，一种是控制发电机的扭矩，另一种方式是控制叶片阀的开度。这两种方法都按照一定的

控制算法，由控制单元提供控制信号给相应的驱动器，然后再由驱动器驱动相应的设备，完成控制工作。

1. 发电机扭矩的控制

这是通过改变发电机扭矩的控制信号来完成的。发电机扭矩的大小由下列因素决定（参考图 6.4-30）：

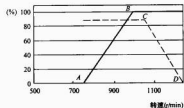


图 6.4-30 力矩和开度的控制要求

—— 设定扭矩；—— 阀门开度

(1) 如果透平转速小于第一设定值（如图 6.4-30 中的 A 点对应的速度值），那么扭矩值设为零，这将防止透平转速持续跌落。当透平转速过低时，需要吸收到足够的能量才能恢复到一定的转速，使得波浪能装置的效率下降。

(2) 当透平转速高于最小设定值而小于第二设定值（工作转速，如图 6.4-30 中的 B 点对应的转速值）时，扭矩值设为与透平转速成线性增函数的关系，从 0 值增大到有效的最大值（该值由电网决定或由发电机本身特性决定）。

(3) 当透平转速高于工作速度时，有效的最大扭矩维持不变。

2. 阀门开度控制

两个阀门的作用是在大浪时减少流向透平的气流，以及在紧急状况下关闭系统。

蝶阀工作在两种状态，即完全打开或完全关闭；在正常运转状况下完全打开，在关机时完全关闭。

叶片阀的开度在系统正常运转时可以调节，但在关机时是完全关闭的。叶片阀的开度由下列条件决定（参考图 6.4-30）：

(1) 如果透平转速小于第一设定值（如图 6.4-30 中的 C 点对应的速度值），该阀是完全打开的。

(2) 如果透平转速在第一与第二速度（如图 6.4-30 中的 D 点对应的速度值）之间，阀门的开度与速度呈线性减函数关系，直到完全关闭阀门。

4.4.1.6 技术特点

LIMPET 电站包含如下技术特点：

(1) 在能量采集系统方面，采用分离气室的办法减小建筑载荷和横向波的内耗；采用气室的倾斜方法增大水线面积来改变振荡水柱的共振频率；采用气室前墙向内弯曲的唇缘方式来降低水柱下降速度，改善能量输出的不稳定性。

(2) 在能量转换系统方面，采用两个不同类型的阀门实现透平/发电机组的保护和控制；采用飞轮方式调节透平所吸收到的波浪能量，使波浪能转换为较为均匀的电能输出；采用反向安装的双透平结构提高能量的转换效率和拓宽响应频率。

(3) 在自动控制系统方面，采用对发电机扭矩的控制和对叶片阀开度的控制实现透平/发电机组的过速保护。

4.4.2 欧洲多国合作的 Wave Dragon 波力装置

4.4.2.1 基本情况

电站名称：Wave Dragon。

研建单位：由丹麦的 Løwenmark F.R.L 公司牵头，6 个欧洲国家、多个公司和大学共同参与。

物理参数：装置宽度，260~300m；自身质量，22 000~33 000t；水池容量，5000~8000m³；投放点水深大于 25m。

投放地点：1:4.5 比例的 WD 示范装置投放在丹麦北部的 Nissum Bredning 海湾，后续全尺度示范装置计划投放在英国的 West Wales 海域。

装机容量：4~7MW。

输送方式：发电上网。

结构特征：能量采集采用收缩坡道方式，如图 6.4-21 所示。该装置由钢结构组成，漂浮于海面上，通过锚链锚泊于海底，两侧具有导浪流体，采用低水头的 Kaplan 水轮机发电。

4.4.2.2 发展背景

发明家 Erik Friis-Madsen (EFM) 在 1986 年就开始了 Wave Dragon (WD) 的研究工作，早期他从事 WD 原理上的研究，1995 年提交了专利申请，1999 年在丹麦和欧洲获得了 WD 的专利授予权。在 1995~1999 期间科研人员就 WD 的结构设计、经济性、几何形状、水轮机配置的优化和 WD 的运动等方面的问题进行了大量的前期研究。基于这些研究成果，对 WD 的设计方案进行了不断的改进，制订了试验计划。1998~1999 年期间，完成了一个 1:50 试验模型，并在造波槽中对水动力学响应、作用在锚系上的波浪力及能量转换效率进行了研究；2000~2001 年期间，重新对 1:50 的试验模型进行了改装，对模型的几何尺寸和质心位置进行了调整，在不同的转速下对水轮机进行了测试和改进，完成了离岸式波浪能转换装置的上周线作业，拟定了商业计划；2001~2003 期间，研建了一座 1:4.5 的 WD 示范装置，其基本参数见表 6.4-1，该示范装置在 2003 年 3 月被拖到了它的第一试验点——丹麦北部一个叫 Nissum Bredning 的海湾，该点是丹麦的一个波浪能试验基地；2003 年 6 月该示范装置向电网输送了电能，在取得一定的试验参数后，计划在 2006 年把该装置投放到波浪能资源更丰富的第二个试验地点。研建该示范装置的主要目的是在实况中研究波的作用力、水动力学响应、海水的漫溢特性和能量输出优化特性，为建立全尺度的 WD 示范电站积累经验依据和经验。研究表明，WD 装置尺度必须针对投放地点的波况进行量身定做，以便使 WD 处于最优工作状态，这种优化同装置的主体宽度、波浪反射臂的长度和本身质量、水轮机的型号和大小等因素有关，几种适合不同波况的 WD 设计方案见表 6.4-1。目前投放在 Nissum Bredning 海湾处于试验阶段的 WD 波浪能装置适合比较缓和的波况条件，该地的波浪能密度大概是 0.4kW/m。

2005 年 12 月 14 日，英国 KP Renewables plc 股票上市公司宣布了同 WD 有限公司的一个合作发展协议 (JDA)，该协议就在英国的威尔士发展装机容量可达 77MW 的波浪能计划，规定了两个阶段的发展、筹集资金、建造和经营的发展计划。第一阶段发展计划研制一台装机容量为 7MW 的 WD，见表 6.4-1，该装置预计在 2007 年的春季投放到 West Wales 海域，可为 6000 个家庭提供所需要的电力；如果第一阶段的发展计划顺利完成的话，第二阶段计划在波浪能资源更丰富的深水区域投放 11 个 WD，总装机容量可达 77MW，预计 2008~2009 年期间完成，可为 60 000 个家庭提供充足的电力。

表 6.4-1 WD 发展计划和关键参数

波况 (kW/m)	0.4 (1:4.5)	24	36	48
关键参数				
装置总重 (t)	237	22 000	33 000	54 000
总宽和长度 (m×m)	58×33	260×150	300×170	390×220
反射臂长度 (m)	28	126	145	190
高度 (m)	3.6	16	17.5	19
水库容量 (m ³)	55	5000	8000	14 000
低水头 Kaplan 透平数量	7	16	16~20	16~24
水磁发电电机	7×2.3kW	16×250 kW	(16~20)× (350~ 440)kW	(16~24)× (460~ 700) kW
装机容量	20kW	4MW	7MW	11MW
年发电量 (GWh)	—	12	20	35
水深 (m)	6	>20	>25	>30

4.4.2.3 Wave Dragon 的构造和工作原理

WD 是一种漂浮式能转换装置，它主要由三部分组成，如图 6.4-31 所示。

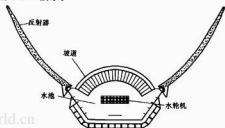


图 6.4-31 Wave Dragon 的组成

- (1) 两个波浪反射器，其作用是把波浪聚焦在漫溢坡道上。
- (2) 一个结构主体，包含双向曲面坡道和一个水池。
- (3) 多组 Kaplan 水轮机和永磁发电机。

其工作原理是来波通过反射器的作用聚集到坡道前，波高被放大，波浪越过坡道进入水池，水池水位与静水面有一落差，这一落差推动水轮机转动，水轮机带动发电机发电，如图 6.4-32 所示。

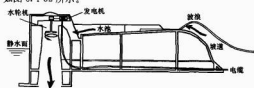


图 6.4-32 Wave Dragon 工作原理

4.4.2.4 能量采集系统

WD 能量采集系统由两部分组成：两个波浪反射器和一个主体结构，主体结构包含双向曲面坡道和一个水池。反射器形状、坡道的形状和装置的运动是影响能量采集能力的主要因素。

Nielsen 和 Kofoed 在 1997 年完成了反射器形状的研究。在研究中，根据反射器对波高的放大作用，采用数值计算完成了不同反射器设计方案所带来的转换效率计算，在这些计算的基础上，反射器形状方案就由 EFM 选定，如图 6.4-31 所示。数值计算表明，对于不同的波况，在反射器的作用下，波高被提高了 30%~70% 不等，这些计算结果得到了

模型试验(1:50模型)的验证。

由反射器聚焦的波浪要冲刷到坡道,部分海水要进入水库,从效率角度考虑,一个最基本的要求是设计的坡道要让尽可能多的海水漫溢到水库里,这一要求就意味着要尽量避免波浪在坡道上的破碎,它同一般海洋工程的设计(比如挡浪墙)相反,挡浪墙的设计要尽量减少海水的漫溢。Nielsen和Kofoed在1997年采用试验方法对不同坡道的几何参数对海水漫溢量的影响进行了研究。一般来说,坡道剖面形状、曲率、吃水深度和出水高度是重要的参数,但是在已完成的模型试验中,重点研究了坡道剖面形状和出水高度变化对海水漫溢量的影响,如图6.4-33所示。为了研究增加漫溢量的可能性,针对不同的坡面角度和坡道剖面的曲率对漫溢量的影响进行了试验,此外,因为WD是一个漂浮构建,坡道的吃水深度要限制在水深的30%左右。

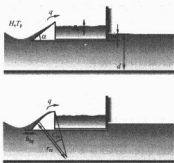


图 6.4-33 斜坡形状对漫溢量的影响
(q 是漫溢量, R_c 是出水高程)

为了防止波在坡面上的破碎,坡道的坡面必须相对陡峭。从试验中知道,采用直线式的坡面时,当倾斜角在 $25^\circ \sim 50^\circ$ 之间时,发现装置的溢流量没有什么变化,而当倾斜角增加到 60° ,装置的溢流量比在 40° 时的溢流量少了 $20\% \sim 30\%$ 。从有限的试验知道,采用曲线式不同形状的波面对溢流量没有明显的影响。

在前面提到的有关反射器和坡面几何形状对能量采集量影响的研究中,WD采用了固定的方式,关于由于波的作用而对装置的运动幅度和能量采集能力的影响,科研人员做了研究。试验表明,在北海的丹麦海域(有效波高为3m左右),在 $80\% \sim 90\%$ 的时间里,装置的水库部分运动幅度很小。然而,试验也表明,在较高的波高(有效波高大于3m)情况下,垂荡和纵摇运动明显,即使这样的波况不经常发生,但WD要适应这种波况是很重要的,因为这种波的能量密度高。进一步试验表明,装置垂荡和纵摇运动的共振周期靠近了有义波高超过3m波的波峰周期。

为了解决这个问题,对装置的水库结构布局采用了许多修改方案,研究中发现改变惯性质量、外心点的高度、质心位置等修改方案都可使纵摇运动的固有周期提高到一个较大的值。而且发现可以通过对锚链的调节和向后延伸平台来降低纵摇响应。基于这些研究背景,选定了对WD模型的修改方案。

从修改后的模型试验看,修改方案大幅度提高了WD纵摇运动的固有频率(通过修改,装置纵摇运动的固有频率的变化范围在 $13\% \sim 20\%$ 之间),运动幅度因此降低了。然而,在有义波高大于3m时,装置最高点的运动仍然明显地感受到。

4.4.2.5 能量转换系统

能量转换系统由数量不等的低水头Kaplan水轮机和直驱

式永磁发电机组成,Kaplan水轮机是个可变速装置,能以不同的转速运转,它同水电站中使用的水轮机有明显的不同,主要表现在:①它适用于低水头的运转条件,其水头的变化范围为 $0.4 \sim 4.0$ m,这不仅超过了现有的水轮机最低水头的限制,而且适用的水头变化范围非常宽;②由于波浪能的随机性和水池容量的限制,水轮机要适应从零到满负载这种频繁变化的运行方式;③它们必须面对恶劣的运行环境,在无人值守的离岸平台上要尽可能地降低故障率,减少维修量。

永磁发电机转子为永磁式结构,无需外部提供励磁电源,提高了效率。发电机变速恒频控制是在定子电路实现的,把永磁发电机发出变频的交流电通过变频器转变为与电网同频的交流电,因此变频器的容量与系统的额定容量相同。

采用永磁发电机可做到水轮机与发电机的直接耦合,即为无需齿轮箱、直接驱动的机构,这样可大大减少系统运行噪声和能量损失,提高了可靠性。尽管由于直接耦合,永磁发电机的转速很低,使得发电机体积很大,成本较高,但由于省去了价格更高的齿轮箱,所以整个系统的成本还是降低了。另外,WD采用多组较小功率的组合来满足流量变化,因此可以通过水轮机组的开和关来实现发电系统的高效运行,以实现较大范围波况的装置的高效运行。

4.4.2.6 锚定系统

锚系是WD的关键系统,它采用悬挂式,该锚系能保证WD的进口波始终面向来波方向,由于WD是一个大型装置,所以锚系在整个系统成本中所占的比例不大。科研人员在造波槽中对锚系的特性已进行过研究,现正进行1:4.5比例的实际海况试验,试验结果表明锚系的表现让人十分放心。锚系的锚有两个,是一个钢结构的重块,设计得很特殊,类似一个钢形,锅内可填满沙石,如图6.4-34所示,这种设计有利于使锚漂浮起来,移动到第二个试验点。



图 6.4-34 锚的结构

4.4.2.7 能量输送系统

WD采用变频器使得发电机输出交流电的频率同网上交流电的频率同步,用一台升压变压器以合适的电压同整个波浪场的电网相连,然后根据距离的长短决定采用直流或是交流的方式输送到岸边的变电站,电能再经过变压输送到大电网上。

4.4.2.8 生存能力

该装置类似于一个大型的浮动平台,由于自由漂浮和惯性的作用,在极端气候条件下会产生什么样的破坏,这一问题目前还没有得到充分的验证,最坏的情况可能是锚链断裂,装置漂走。理论上各份锚链能够防止这种破坏现象的发生。但是在2005年1月的一场百年难遇的台风中,1:4.5比例的WD示范装置的锚系遭到了破坏,装置被掀到了岸边,所幸的是主体结构没有遭到明显的破坏。后来开发公司把装置拖到了港口进行修复,以完成后来的试验。由于有多个Kaplan水轮机并行运转,所以该装置的可靠性极高,如

果一台水轮机出现故障,其他水轮机可照常运转,继续发电。从长远来看,影响生存能力的关键因素是锚系、隔水电缆和装置的整体结构。

4.4.2.9 成本预测

第一个投装装机容量为7 kW的WD预计成本是1920 €/kW (€ ,欧元),包括锚系、海底电缆这些设备,对应电价为0.11 €/kWh。随着生产的规模化、生产经验的积累和选择波浪能资源更丰富的投放点,都有望使生产成本进一步降低,现时波浪能发电目标是装机容量要低于1430 €/kW,对应的电价要低于0.04 €/kWh,如图6-4-35所示。

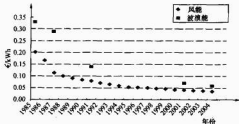


图 6-4-35 风力发电成本与波浪发电预计成本的比较

4.4.2.10 技术特点

WD装置有如下技术特点:

(1) WD是一个漂浮式截止型波浪能转换装置,采用两个反射器对波浪能起到聚焦作用,其能量采集能力较强,抗台风能力强。

(2) 采用低水头水轮机提高水的势能转换水轮机动能的效率,采用直驱式永磁发电机减少中间环境所带来的能量损耗和电能损耗,采用多组小功率的水轮发电机组针对变化频繁的流量来保证水轮机组处在高效率工作状态。

(3) 针对不同的流况条件,可投放不同装机容量WD,WD的适用范围广。

4.4.3 中国汕尾电力电站

4.4.3.1 基本情况

电站名称:汕尾电力电站。

研建单位:中国科学院广州能源研究所。

物理参数:电站由两个能量采集系统组成,一个是振荡水柱,一个是振荡浮子。振荡水柱的气室的前港水深4m,两侧有导流墙;气室水下部分为圆柱体,内径6.4m;水上部分为圆锥台形,总高度为水上10m,壁厚为0.5m,气室顶部设一盖板用于气室的保护。振荡浮子的体积达到85.6m³,水下体积为50m³,自重19t。

投放地点:广东省汕尾市遮浪镇。

总装机容量:50kW。

输送方式:独立运行。

结构特征:能量采集系统由振荡水柱和振荡浮子组成,采集系统采集到的能量通过液压系统和稳压系统转换为稳定的液压能驱动发电机发出稳定的电能,或直接驱动制液机生产淡水。

4.4.3.2 发展背景

我国政府从“七五”到“十五”持续支持海洋波浪能研究,在“七五”期间,由中国科学院广州能源研究所牵头,于1990年在珠海市大万山岛建成了我国第一座波浪电站——珠江口千瓦级波浪力试验电站,并试发电成功。该电站站址选择于一块完整的花岗岩上,根据站址的地质情况,分别采用预裂和开挖爆破,形成基坑和岩坎,在基坑内建造气

室,然后再通过毫秒级控制爆破,将岩坎抛入大海,在世界首次实现了岸式振荡水柱波浪能装置的围堰法施工,建造成本仅约20万元人民币。电站机组装机容量为3kW,迎波宽度为4m,二级转换采取对称翼透平,直径为0.85m。气室前采用前港,港长6m,宽4m,港前端口有6m宽的喇叭口,以增加波浪能俘获能力。气室离水面高4m,深度为3m。试验期间获得最大发电功率为5.8kW,气室效率可达90%以上,总效率约为40%。从波浪能转换的角度看,电站的设计是相当成功的,但安全性和可靠性尚须改进。

“八五”期间,在原有3kW波浪力电站的结构上,中国科学院广州能源研究所于1996年2月完成了20kW波浪力电站的建造。该电站为“八五”攻关项目,得到国家科学技术委员会的支持。该电站采取变速恒频技术,与柴油机并联发电,主要目的是为了研究波浪能在无电网地区应用的可能,并为今后并网发电做技术准备。电站在建成后试运行5个月,结果表明,该电站转换效率较高,总效率约为40%,但输出稳定性较差,其电力不能直接使用,需经蓄电池蓄电,再经逆变器逆变,才能使用;另外,大浪时还需要柴油辅助运行,难以让用户接受。

“九五”期间,基于珠江口电站的研究成果和经验,国家和当地政府共同投入资金支持中国科学院广州能源研究所在广东省汕尾市的遮浪镇研建一座100kW岸式振荡水柱电站。该电站站址选于一块不完整的花岗岩上,且岩石入海角太小,无法采取围堰法施工,现场人员经仔细研究,最终决定采用钢模法施工。首先通过预裂和开挖,形成5m深的基坑,基坑中打好固定气室底部的锚杆孔;在陆地上制造钢模,并将气室底及侧面的钢筋焊在钢模上;然后将钢模固定于基坑内,形成静水环境;再将锚杆孔内插入锚杆后,在静水中浇筑气室底部;3日后,抽干钢模内的水,形成干地条件,然后在钢模中建造气室,钢模法丰富了波浪能装置建造技术,将波浪能装置的建造地质扩展到一般的岩石。

100kW岸式振荡水柱电站于2000年12月发电并入电网。试运行后发现该电站存在效率低、自耗大、输出不稳定等缺点。

振荡水柱式波浪能电站效率低的表现在于其总转换效率仅为10%左右。初步分析表明,其原因是由于空气透平效率低以及系统自耗导致的。空气透平的效率为20%左右,再加上系统自耗以及电机等转换的损失,总转换效率就变成10%左右。

振荡水柱式波浪能电站自耗表现在,每当装置俘获的波浪功率不足时,系统输出功率为负值。我国100kW岸式振荡水柱式波浪能电站自耗为13kW;英国500kW岸式振荡水柱式波浪能电站自耗为44kW。

振荡水柱式波浪能电站实况发电记录的剧烈变化反映了其输出的不稳定。对我国100kW岸式振荡水柱式波浪能电站实况发电记录的分析表明,在15min内最大输出与平均输出之比达到7~10倍。

“十五”期间,中国科学院广州能源研究所科研人员针对100kW岸式振荡水柱电站存在的效率低、自耗大、输出不稳定这三大问题进行了深入研究,认识到问题的根源是振荡水柱装置对波浪功率不稳定性的不适应所致。

振荡水柱装置的一级转换效率是高的,原因在于振荡水柱能够适应波浪的往复波动特性;其二级转换效率不高,是因为透平不能很好的适应气流的往复运动特征。透平效率的低下是振荡水柱装置效率低下的根源。

另外,波浪功率的不稳定导致系统输出不稳定。这样不稳定的电能如果不经过平滑处理,不仅无法为用户直接使

用,甚至不能采取向蓄电池充电再逆变的方式使用,只能采取并网发电方式。LIMPET 采用控制发电机扭矩和阀门开度,以及增加透平转动惯性的方法平滑波浪能的不稳定性,再通过整流,使输出电压与电网一致。复杂的控制需要耗费电能,增加惯性又使得透平对往复气流的适应性进一步下降,大量气流功率转换成为分子热运动的能量,这些都导致振荡水柱装置的较严重的自耗。

根据上述分析,研究人员将目光集中于新的、适应波浪不稳定功率的装置上,最终制订了振荡浮子装置的初步方案。该装置由振荡浮子俘获波浪能,由液压泵、蓄能稳压系统、液压马达作为二级转换装置,由普通的发电机作为三级转换系统。振荡浮子与振荡水柱一样,对波浪的往复运动有很好的适应性,故有较高的一级转换效率。液压泵为一个低速、低惯量系统,容易适应往复运动的机械能,自身转换效率为 85%;蓄能稳压系统的蓄能达到 10MJ,可以将不稳定的液压能转换成稳定的液压能,效率超过 95%;液压马达的排量可以调节,在稳定液压能下效率为 85%。由液压泵、蓄能稳压系统、液压马达组成的二级转换装置的转换效率超过 60%,远高于 Wells 透平的转换效率。发电机的效率在 80% 以上。预计系统的总效率在 50% 以上,远大于振荡水柱装置的 10%~20% 的系统总效率。

2002 年研究人员成功研制了蓄能稳压系统。

2003 年台风“杜鹃”损坏了电网,100kW 岸式振荡水柱装置停止运转。研究人员开始将该装置改造成非并网的独立发电系统即在透平与发电机之间加入液压泵、蓄能稳压系统和液压马达。2006 年 1 月,100kW 岸式振荡水柱装置实现了独立发电,输出电力稳定,可以直接使用,多余电力储存在蓄电池组内。

2006 年 4 月,振荡浮子装置建成发电,至此,汕尾波力电站研制成功。

4.4.3.3 能量采集系统

汕尾波力电站能量采集系统主要由一套振荡水柱装置和一套振荡浮子装置组成。

振荡水柱装置由前港、气室组成,其结构如图 6.4-36 所示。前港水深 4m,两侧有导浪墙,墙顶高程为 2.0m,作用是将浪集中到气室入口处。导浪墙采用扶壁式结构,底部与岩石锚接,两端分别与岩石和气室连接。气室水下部分为圆柱形,内径 6.4m,水上部分为圆锥形,总高度为水上 10m,壁厚为 0.5m。气室顶设一盖板,当气室内气压达到 30kPa 时盖板自动打开卸压。气室自身可抗压 200kPa 内压。

振荡浮子装置由前港、导浪墙、浮子槽槽、浮子滑道和浮子等成,浮子的体积达 85.6m³,水下体积 50m³,质量为 19t。由于浮子尺寸大,采取在造船厂下料、加工,现场拼装的方法,于 2006 年 1 月在现场完成了浮子的加工制作,整个装置结构如图 6.4-37 所示。

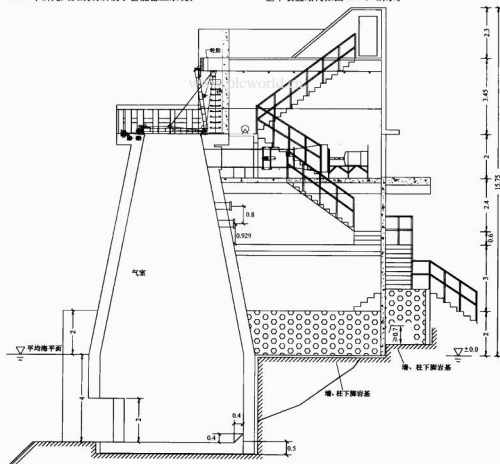


图 6.4-36 振荡水柱装置结构图

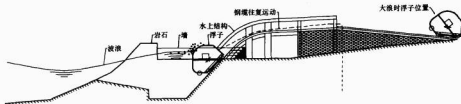


图 6.4-37 振荡浮子装置结构图

4.4.3.4 能量转换系统和蓄能系统

能量转换系统由液压系统、蓄能稳压系统和发电机组成。液压系统主要由液压泵、液压马达和管道等组成, 液压泵有两种, 一种是旋转泵, 同振荡水柱装置相配, 共安装了三台, 一台是变量泵, 两台相同功率的恒泵; 另一种是往复式, 同振荡活塞式装置相配, 共有三台, 功率(排量)比为 $1:2:4$, 可以实现 $0 \sim 280\text{kW}$ 的俘获功率的高效转换。液压马达为三台变量马达, 分别驱动三台自励磁发电机, 总装机容量达到 50kW 。蓄能稳压系统的蓄能量为 10MJ , 由34个型号相同的蓄能罐组成。

4.4.3.5 测控系统

测控系统硬件设备主要有:一台台式计算机、一个 PCI-7484 多功能卡、一个 PCI-7412 D/A 卡、一个 NOC-51 旋转编码器、VT-2000BK40 电液比例控制器、EDA9033F3 电参数测量仪、压力传感器、流量传感器、电磁阀、自制的电压变送器等等。测控系统软件可分为三个部分:操作系统、上层应用程序、底层接口程序。操作系统采用 Windows 98 或 Windows 2000, 上层应用程序主要是自己开发的 Visual Basic 应用程序。底层接口程序主要是各种传感器的驱动程序。

4.4.3.6 实海况试验结果

2005年1月,100kW岸式振荡水柱装置实现了独立发电,通过1~3月做的实工况试验,发电的质量如图6.4-38所示。由于台风“杜鹏”的破坏,一块巨石将气室口几乎完全堵住,严重影响了气室的俘获能力,故采用了0-1发电方式(即在俘获能量不足以维持液压马达和发电机高效运转时,则通过控制,完全关闭液压马达,使俘获能量完全进入蓄能稳压系统。当蓄能稳压系统的蓄能量达到上限时,再打开液压马达,使其驱动发电机发电,实现能量的高效转换)。图中除了在初始发电阶段外,发电机输出电压保持基本稳定,变化范围在360~390V之间,符合电力系统对电压要求的标准,可直接供给照明等纯电阻用户使用。

2006年4月振荡浮子装置建成,整个电站完工,对蓄电池充电的实海况试验结果如图6.4-38所示。试验表明,系统已经具备独立发电能力。

4.4.3.7 技术特点

汕尾波力电站由一个振荡水柱装置和一个振荡浮子装置俘获波浪能,通过具有蓄能稳压系统的液压系统,波浪能被转换成稳定的液压能,用于发电、海水淡化和制冰。其特点为:

(1) 电站中采用了两套波浪能采集系统,在蓄能稳压系统及其他技术支持下,实现了不同海洋能装置群间的能量汇集。

(2) 采用多级泵和变量泵的组合方式,根据来波能量调节液压泵的排量,以改变系统阻尼,提高了电站在随机波下的一级转换效率,从而使波浪能装置适应波浪能量的变化,采用多级马达和变量马达的组合方式,一方面实现了电站在小来波密度下的能量高效转换,另一方面可在测控系统的作用下

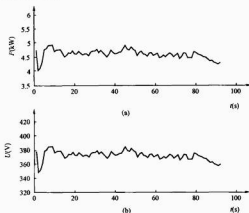


图 6.4-38 实海况独立稳定发电系统输出特性
(a) 电功率; (b) 电压

用下直接为用户提供电力。

(3) 多于能量的有效利用。当电站的输出能量大于用户的用电量时,可采用海水制淡得来消耗液压能。通过对现有无能量回收装置制淡机改造,使得波浪能转换得到的液压能直接通过液压马达直接驱动制淡装置,省去了从液压能到电能,然后由电能到机械能这两个中间转换环节,提高了波浪能的利用率。

4.4.4 其他波浪能电站/波浪能装置简介

4.4.4.1 澳大利亚的 Uisce Beatha 波力装置

澳大利亚 Energetech 公司 (Energetech Australia Pty Ltd) 正在研究一种漂浮式 OWC 波力装置, 命名为 Uisce Beatha, 如图 6.4-20 所示。它采用抛物面的墙将波浪能累积到气室入口 (绕射聚波), 以增加气室俘获波浪能的能力。使用了一种设计新颖、可控制的, 称为 Denniss-Auld 空气叶轮, 其参数可随波高、波的周期和波的形状由可编程控制器 (PLC) 进行调节, 以提高空气叶轮的转换效率。该装置自重 485t, 长 40m, 宽 35m。装置于 2004 年 11 月运抵 Port Kembla 港口, 2005 年 3 月安装机组, 2005 年 10 月试发电。试验发电表明, 该装置年发电量将超过原预计年发电量 500 MWh, 可供 1500 个家庭使用或每天生产 3000m³ 淡水。电站已同当地 Integral Energy 电力公司签订了电力购买合同, 通过 11kV 的电缆同当地的电网相连。

4.4.4.2 英国的 Pelamis 的波力装置

苏格兰的 OPD 公司 (Ocean Power Delivery Ltd) 目前正在研究一种叫 Pelamis 的波力装置, 如图 6.4-19 所示。Pelamis 波力装置实际为闸式波浪能装置的变种, 其能量采集系统为端部铰接梁、直径 3.5m 的浮筒, 利用相邻浮筒的角位移驱动活塞, 将波浪能转换成液压能。Pelamis 装置由三个模块组成, 每个模块的装机容量为 250kW, 总装机容量

量为750kW,总长为150m,放置在水深为50~60m深的海面上。该装置在2004年8月23日做了一周实海况发电试验,是世界上第一个进行商业示范运行的飘浮式波浪发电装置。

4.4.4.3 英国的 WaveBob 波浪发电装置

Wavebob公司正在研制一种叫 WaveBob 的波浪发电装置,如图6.4-22所示,是一位杰出的物理学家 William Dick 发明的,该工作开始于1997年。这种装置是一个自由浮动的对称的点吸收器,它在不改变浮体设计方案的情况下,用一个特有的系统去改变装置的共振频率从而实现与人射波特性的最佳匹配(惯性系波)。此外,数字控制的能量输出允许装置动态的改变阻尼,这样可以被用来进一步适时地匹配系统。据称这些特殊设计使得这种装置的发电量要比一般的波浪能装置多3倍以上。研究人员已在领域和时域中对该装置进行了数学仿真,仿真结果得到了造波池实验结果的验证,造波池试验是以模型与原型比例为1:50、1:25和1:16进行的,小比例的实海况试验预计在2005年进行,如果试验成功,装置将在2006年开始发电,预计把电送上岸的电价为3~5欧分/kWh(100欧分=1欧元)。

4.4.4.4 Archimedes Wave Swing 波浪发电装置

Archimedes Wave Swing (AWS) 波浪发电装置发明于荷兰,2004年在英国成立的 AWS Ocean Energy 公司负责推广和应用这一技术。AWS装置上部(漂浮部分)为一个直径3.5m的浮筒,在波浪作用下上下运动,而下部(底座)固定不动,两个部分的相对运动驱动直线式发电机发电,如图6.4-33所示。第一代设计的发电设备的额定功率超过1MW,其

满负荷率超过35%。在2004年5月已成功进行了淹没试验。2004年10月2号 AWS 试验电站首次输电到葡萄牙的电网。当前试验电站正在进行进一步的试验以便确定该系统的性能和提取有价值的数学校验用于未来商业化系统设计的数学模型。该装置至少淹没在水下6m,可以避免强台风的影响,降低了锚定的价格和损坏的危险度,生存能力强;该装置结构简单,维修简便,不改变当地的视景,不产生噪声,其经济性表现在维护费用低和单位产出高。

4.4.4.5 美国的 PowerBuoy 波浪发电装置

美国的 Ocean Power Technolog (OPT) 研制了一种叫 PowerBuoy 的点吸收式波浪发电装置,如图6.4-24所示。该装置由一个直径2~5m的圆柱型浮子构成,顶部是封闭的,底部开口,在钢壳的顶部和包容了钢壳的一个圆柱型钢结构的浮筒之间安装了一台液压泵,壳和浮筒之间的相对运动使液压系统工作,抽动高压油驱动发电机发电。通过传感器不断地监视各个子系统和周围海洋环境,此装置特性得到了提高,在非常大的海浪情况下,系统自动断开,当浪高恢复到正常时,系统自动连接,重新开始能量转换和传输工作。在大西洋对大比例的模型已进行了大量的试验,第一个商业规划是在澳大利亚的太平洋区域建站。单个装置的装机容量为20~50kW,多个装置构成的群可满足兆瓦级用户的需求。预计该装置发电运转成本对于100MW规模的电站为3~4美分/kWh(100美分=1美元),1MW规模的电站为7~10美分/kWh,这些成本包括维修和运行开支以及设备被分期偿还的主要成本。

第5章 潮流能

潮流和海流作为一类海洋自然流动现象,拥有巨大的能量,它们是以动能的形态蕴藏于海洋中。本章主要介绍潮流的形成和运动特性、潮流能转换原理、潮流能发电装置及其系统的设计等问题,还简要介绍了世界上现有的潮流电站。

1 潮流及其运动特性

1.1 潮流的形成

地球、月球和太阳的运动以及它们之间的相互作用,引起海水涨落的潮汐现象,伴随潮汐(长波)的运动还引起海水的水平运动,即潮流运动。月球对地球的引力指向月球中心,同时地球表面的海水又受到地球运动的离心力,月球引力和离心力的合力就是引起海水涨落的引潮力。太阳对地球也会产生引潮力,但是其引潮力不足月球引潮力的一半,这是因为,尽管太阳的质量比月球大得多,而太阳离地球的距离却比月球离地球的距离大得多。其他天体对地球产生的引潮力因距离太远或质量太小而微不足道。

潮汐和潮流运动是呈周期性变化的。这是因为地球、月球和太阳的运动分别以日、月和年为周期,所以引潮力周期性变化,导致海水潮位(差)的高低和潮流流速的大小随日、月和年周期而变化。

潮差和潮流流速受自然地形的影响可能得到强化。在宽阔海域的潮差通常不足1m,然而,在近岸浅海、海峡、海湾和河口一带,特别在岛屿之间的水道中,潮差和潮流得到强化,例如我国杭州湾的最大潮差达8.93m,加拿大芬地湾最大潮差更高,可达19.6m。潮流通过海峡或海岛的时候,由于受到岛屿的影响,在岛屿之间的狭窄(水道)区域,潮流流速成倍提高。如我国的舟山群岛海域,岛屿和水道众多,官山水道的最大潮流流速达4.2m/s。

海流与潮流不同,海流是因为太阳对海平面照射的热输入或盐度的不均而产生的对流现象。海流像海洋中的河流,海水从一个海域长距离地流向另一个海域,它有一定的宽度、长度、深度和流速,流动方向不变,世界上著名的海流有大西洋的墨西哥湾暖流,太平洋的黑潮暖流,赤道潜流等。太平洋黑潮暖流的宽度约100mile (mile,英里,英制单位,1mile=1.609km),平均厚度约400m,平均流速约30~80mile。

潮流和海流的主要区别是潮流的流动方向周期性改变,而海流流动方向不变,即潮流是海水的振动现象,海流是恒定不变的流动水路。

1.2 潮流运动特性

1.2.1 潮流的类型

根据潮流方向特点通常可将其分为往复式和旋转式。

(1) 往复式潮流。在近岸、海峡、海湾或江河入海口,潮流受到海岸宽度的限制,只能沿着一条直线作往复运动,即形成往复流。由外海向近岸或港湾流动的潮流称为涨潮流;由港湾流向外海的潮流则称落潮流。在涨潮流和落潮流交替的时刻,流速为零,称憩流。

(2) 旋转式潮流。在外海或广阔的海区,潮流的流向不再是往复变化,而是在360°范围内作周期性旋转,旋转流无憩流现象发生,当流速最大时为最强潮流,当流速最小时为最弱潮流。最强潮流和最弱潮流的相互关系与往复潮流中憩流与最强落潮流的关系相同,在半月潮海区,最弱潮流与最强潮流每隔3h左右相互交替地发生。

旋转式潮流的旋转方向与地形条件和科氏力(地转偏向力)有关。因受地形、科氏力的影响,在北半球一般为顺时针方向,而南半球为逆时针方向。因受客观地理条件的影响,其旋转可以是顺时针方向也可以是逆时针方向。

1.2.2 潮流的周期性

周期性是潮流运动的典型特征。潮差峰值和谷值的变化周期约为28天,如图6.5-1所示。

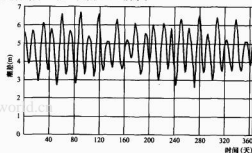


图 6.5-1 美国多佛港 1994 年全年潮差变化

根据引潮力的周期性变化,可将潮流分为半日潮和日潮两种。半日潮的周期 τ 约为12小时25分,日潮的周期 τ 约为24小时50分。半日潮又分为正规半日潮和非正规半日潮;日潮同样分为正规日潮和非正规日潮。

对往复式潮流而言,一日内出现两次最强涨潮流速和两次最强落潮流速,且相邻的涨潮流速与落潮流速基本相等的潮流称为正规半日潮;而非正规半日潮尽管一日内也出现两次最强涨潮流速和两次最强落潮流速,但是相邻涨落潮流速区别很大。一日内只出现一次最强涨潮流速和最强落潮流速的潮流即为正规日潮;而非正规日潮是一日内出现一次最强涨潮流速和最强落潮流速的同时还掺杂有半日潮的波动干扰作用。

对旋转式潮流,正规半日潮是一日内发生两个潮流椭圆,且两者基本一致;而非正规半日潮则是两个椭圆大小区别甚远;正规日潮是一日内只出现一个椭圆。图6.5-2给出了英国多佛港的半日潮流速曲线,当两次潮差比例为1.00时,为正规半日潮,比例为0.75或0.5时为非正规半日潮。

1.2.3 潮流的流速

由于潮流运动是周期性变化的,流速的大小是时间 t 的函数。同时潮流速度还受其他因素的影响,例如海岸地形、全球性海洋流循环、海水密度差、海面风速和波浪等。

我国在海洋资源普查时,采用的计算潮流流速的公式为

$$U(t) = U_m \left(1 + K \sin \frac{2\pi}{T_0} \right) \sin \left(\frac{2\pi}{T} t \right) \quad (6.5-1)$$

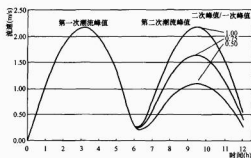


图 6.5-2 美国多佛港半日潮流流速曲线

式中： T_0 为潮流的半月周期（约为 14.75 天）； T 为潮流的半月周期（约为 12.4 h）； $U_{av} = \frac{U_1 + U_2}{2}$ 称为平均流速幅值， U_1 和 U_2 分别表示大潮、小潮期间的最大流速； $K = \frac{U_1 - U_2}{U_1 + U_2}$ 为流速波动系数。

(2) 潮流速度剖面。海面上一点的水深和流速都随涨落潮呈周期性变化，海面到海底的速度剖面遵循 $1/7$ 次方规律，即

$$U(z) = 0.93 \left(\frac{z}{0.32h} \right)^{1/7} U(z_{peak}) \quad (0 < z < 0.5h) \quad (6.5-2)$$

$$U(z) = U(z_{peak}) \quad (0.5h < z < h) \quad (6.5-3)$$

式中： h 为水深（海底到海平面高度）； z 为当地到海底的距离； $U(z)$ 为 z 点流速； $U(z_{peak})$ 为海平面流速。

潮流速度剖面如图 6.5-3 所示，流速变化对系统功率的影响至关重要，另外水深还制约电站叶轮的高度，尤其对于柱柱式和座海底式潮流系统，要充分考虑水深因素。

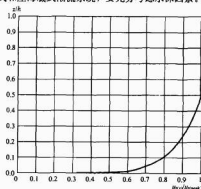


图 6.5-3 潮流速度剖面

1.2.4 潮流椭圆要素

同潮汐一样，潮流可假设为是由许多假想天体引力引起的，即实际的潮流认为是由不同的分潮流叠加而成。若将潮流分为相互垂直的两个分量（即东分量和北分量），则根据潮流分析可以获得每个分潮流的东分量和北分量的调和函数 U 、 ξ 和 V 、 η 。利用它们能描述分潮流的主要特征，包括分潮流的最大流速、最小流速、最大流速方向、最大流速发生时刻及分潮流的旋转方向。

如图 6.5-4 所示，每个分潮流的潮流图一般呈椭圆形，称为潮流椭圆。分潮流最大流速发生时刻、最大流速、最小流速、最大流速方向、椭圆和旋转方向统称为潮流的椭圆要素。

素。潮流椭圆有时近似圆形，有时近似直线形（往复式潮流），其旋转方向也因地形而异，有的右旋，有的左旋。

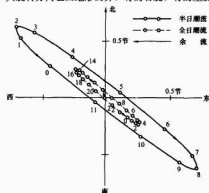


图 6.5-4 潮流椭圆示意图

1.3 潮流的能量

潮流能量是以动能的形态出现。设海水的密度为 $\rho(\text{kg/m}^3)$ ，潮流流速为 $U(\text{m/s})$ ，通过面积 $S(\text{m}^2)$ 的潮流能量 $E(\text{W})$ 可表示为

$$E = \frac{1}{2} \rho L^3 S \quad (6.5-4)$$

潮流的能流密度 $e(\text{W/m}^2)$ 是指通过单位面积的潮流能量，定义为

$$e = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (6.5-5)$$

能流密度是表征某一海域潮流能量强弱或潮流能资源丰富程度的重要指标， e 越大，表明该处的潮流能量越高，资源越丰富。

由于潮流的流速是时间 t 的函数，因此能流密度和通过水域截面的能量都随时间周期性变化。

为了表述潮流能量的强弱，引入最大潮流流速 U_{max} 和平均潮流流速 U_{av} ，由此计算的 e_{max} 和 e_{av} 反映某固定水域潮流的能流密度。

1.4 潮流能资源分析

潮流能资源统计分析主要包括最大涨、落潮流分布，平均流速和潮流能量密度分布特征等。

1.4.1 测量仪器

潮流资源统计测量的主要仪器设备及技术指标见表 6.5-1。

表 6.5-1 测量仪器及主要技术指标

用途	设备名称	型号	技术指标	产地
走航测流	多普勒测流仪	ADP-0.5MHz	声频：0.5MHz 最大操作深度：200m 最大测量剖面范围：70~110m 第一个深度单元最少距离：2m 流速测量范围：±10m/s 流速分辨率：0.1cm/s 流速测量精度：0.5cm/s 剖面测量层数：128 层	挪威
定位	差分定位系统	MX9112 wild GPS200S VHF DATA link	定位中误差： 内符合中误差为 ±0.7m 外符合中误差为 ±1.2m	瑞士

1.4.2 分析方法

利用潮流观测资料可以对潮流进行分析和预报。如果潮流观测资料时间比较长而且连续,则可应用调和分法和响应分析法。

调和分法是将实际观测到的潮流视为许许多多分潮流的叠加,求出它们的调和常数,然后利用这些调和常数预报未来的潮流。早期的调和分法只能依靠手工计算,例如Darwin方法和Doodson方法。现在潮流调和分法可以利用电子计算机来完成,不需要分阶段进行,可以直接从实测潮流将所有分潮流分离出来。在应用计算机分析分潮流的方法中,最小二乘法是一种有效和广泛应用的方法。

对于深水域潮流,调和分法的预报值与实际值符合得很好,然而在一些浅水区域相差较大。因此,出现了响应分析法,该方法不需要规定什么频率出现,什么频率不出现,是一种对深水域和浅水域都适合的潮流分析方法。

如果只有一天或两天的短期潮流观测资料,频率很接近的一部分分潮流是不能互相分离的,只能将这些分潮流当作一个整体处理,在这些不能分离的分潮流中只有一个主要的,其余次要的则合并到这个主要分潮流中而成为一项。该项的平均振幅和频率不再是常数,因此称为调和分潮。通常考虑六个准调和分潮,它们分别是O₁、K₁、M₂、S₂、M₄和MS₄准调和分潮。通过分析这六个准调和分潮可以计算出潮流北分量和潮流东分量的调和常数。

1.4.3 国内潮流能资源分布

中国沿岸由北向南分为四大海区:渤海、黄海、东海和南海。各海区的潮流能资源分布总趋势与潮差的分布类似,东海沿岸最强,渤海和黄海沿岸其次,南海沿岸最弱,分布情况见表6.5-2。

表 6.5-2 中国沿海潮流能资源分布

项目	单位	海 区			
		渤海	黄海	东海	南海
水道个数	个	—	12	95	23
潮流类型		半日潮	正规半日潮	正规半日潮	正规全日潮 非正规半日潮 非正规全日潮
一般地区流速范围	m/s	0.5~1.0	1.0	1.0~1.5	0.5
最大流速	m/s	3.0	4.0	4.0	2.5
最大流速地区		辽东半岛老铁山水道	江苏龙港至小洋口	杭州湾、舟山、西塘门、金塘水道等	琼州海峡
平均功率	MW	—	2300	11 000	680
占全国资源百分比	%	—	16.5	78.6	4.9

渤海沿岸潮流以半日潮为主,流速一般较小,为0.5~1.0m/s;渤海海峡附近和渤海中部主要是非正规半日潮,流速较大,以海峡北部辽东半岛一侧的老铁山水道流速最大,可达3.0m/s左右;辽东湾流速也较大,可达1.0~1.5m/s;莱州湾流速最小,为0.5m/s左右。

黄海海域除山东半岛北部海域,从庙岛列岛至威海以西及龙口附近为非正规日潮、烟台附近为正规日潮外,以正规半日潮为主,流速大于渤海,一般为1.0m/s左右,其中长山列岛区和山东半岛顶部的成山角沿岸流速为1.0~1.5m/s,江苏龙港至小洋口一带最大流速可达4.0m/s以上。

东海沿岸潮流以正规半日潮为主,流速最强,其中长江口、杭州湾、舟山群岛诸水道以及浙闽沿海的一些河口(椒江、闽江等)和港湾(沙埕港、三都澳等)潮流最强,最大流速可达3.0~4.0m/s。以上地区,特别是舟山群岛地区是我国沿岸潮流最强的地区。

南海北部湾沿岸为正规全日潮流,其他地区为不正规半日潮流和不正规全日潮,流速最弱,大部分地区小于0.5m/s,琼州海峡最强可达2.0~2.5m/s,珠江口、北部湾最大可达1.0~1.5m/s。南海潮流的主要特点是:①流速普遍较低;②半日潮比重小,全日潮流占优势;③南海较强的潮流主要出现在南海西侧的台湾海峡南口、北部湾和泰国湾口、湄公河口附近。

根据1989年《全国沿岸农村海洋资源区划》,对最大流速 $U_{max} > 1.28m/s$ 的130个水道进行统计的结果表明,全国沿岸潮流能资源蕴藏量(理论平均功率)为13.95GW(每个水道统计一个水道截面)。实际上,中国沿岸还有很多强潮流水道因资料尚未统计。

2 潮流发电原理

潮流能发电与风力发电和常规水力发电的原理类似,通过一定的能量转换装置,将海水的动能转换为电能。潮流能量转换装置大多采用水轮机形式,水平流动的海水冲击叶轮将水流的动能转换为水轮机的旋转机械能,水轮机经机械传动系统带动发电机发电,最终转换为电能。

原则上,任何一个风力发电机组安装在潮流水面以下就可以实现潮流能向电能的转换。但是,风的运动呈随机性,风速的大小和方向变化剧烈,有风和无风受气候影响,因此风轮的转动及其风能转换呈随机性;而潮流的运动是周期性的,在某一固定海域潮流流速的大小和方向可准确预测,因此潮流水轮机的转动及其潮流能量转换呈准确的周期性变化。在平潮憩流期,潮流动能为零或极小,水轮机停止转动或蠕动,潮流能量转换停止。

常规的水力发电需要筑坝蓄水,水坝高达数十米至数百米,高位静水下泻过程中将位能转换为高速水流动能,再冲击水轮机转动,这种水轮机称为高水头水轮机。潮汐发电也需要筑坝蓄水,坝高与当地最大潮差相当,潮流能量转换由位能至动能,再冲击水轮机转动,用于潮汐发电的水轮机称为低水头水轮机。

潮流发电则不需要筑坝蓄水,位势水头几乎是零,潮流依其动能冲击水轮机转动,因此可将潮流水轮机称为零水头水轮机。

2.1 能量转换原理

水轮机或叶轮的部件是叶片,叶片的外形通常采用机翼轮廓形状。图6.5-5是四叶片水轮机叶轮将水流动能转化为旋转机械能的原理图。

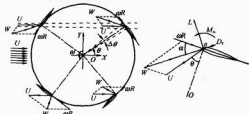


图 6.5-5 叶轮受力旋转原理图

半径为 R 的叶轮在来流 U 的作用下绕主轴 O 以角速度 ω 逆时针转动,处于不同位置角 θ 的叶片沿轨迹圆周以切向速度 ωR 运动,与来流速度 U 合成后,叶片相对于流体的合速度为 W ,即流体以合速度 W 绕翼型叶片流动。这时,叶片将受到垂直于 W 方向的升力 L 、平行于 W 方向的阻力 D ,和绕某点(例如 o 点)力矩 M 的作用,表达如下

$$L = \frac{1}{2} C_L \rho W^2 A \quad (6.5-6)$$

$$D = \frac{1}{2} C_D \rho W^2 A \quad (6.5-7)$$

$$M = \frac{1}{2} C_M \rho W^2 C A \quad (6.5-8)$$

式中: C_L 、 C_D 和 C_M 分别为翼型的升力系数、阻力系数和力矩系数,它们与叶片的迎流攻角 α 、翼型和雷诺数 Re 等有关; C 为叶片弦长; A 为叶片特征面积,对矩形叶片 A 等于弦长和展长的乘积。

将叶片升力 L 和阻力 D 沿圆周的切线方向投影,形成切向力

$$f_t = L \sin \alpha - D \cos \alpha \quad (6.5-9)$$

正是这个切向力 f_t 促使叶片沿切向运动,并产生关于主轴 O 的流体动力力矩 q ,驱动叶轮转动,即

$$q = f_t R \quad (6.5-10)$$

叶轮圆周上布置多个叶片时,产生的合力矩 Q 是每个叶片力矩 q 的合成。在水流的作用下,迎流面积为 S 的叶轮吸收的总(轴)功率为

$$P = Q\omega \quad (6.5-11)$$

或写成

$$P = \frac{1}{2} C_P \rho U^3 S = C_P P_E \quad (6.5-12)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U^3 S} \quad (6.5-13)$$

式中: C_P 称为叶轮的能量利用率系数,它表示叶轮将水流动能转换为机械能的能力。

2.2 贝茨 (Betz) 理论

1926 年德国的 A. Betz 从理论上对叶轮的能量利用率系数进行了推导。Betz 假设叶轮是理想的,即没有轮毂,且叶片无限多;并假设流体均匀经过整个叶轮迎流面,叶轮前后的流速方向均沿着轴向。

如图 6.5-6 所示, U_∞ 和 A_∞ 分别为进流面速度及面积; U_{Disk} 和 A_{Disk} 分别为叶轮旋转盘面处流速及面积; U_w 和 A_w 分别为出流面速度及面积。设盘面处 x 方向的诱导速度为

$$u = a U_\infty \quad (6.5-14)$$

式中: a 为诱导速度系数或进流因子 $0 < a < 1$ 。

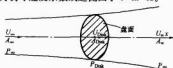


图 6.5-6 Betz 动量定理示意图

则盘面处流体速度为

$$U_{Disk} = U_\infty - u = (1-a)U_\infty \quad (6.5-15)$$

根据连续方程有

$$U_\infty A_\infty = U_{Disk} A_{Disk} = U_w A_w \quad (6.5-16)$$

水流动量变化率

$$\begin{aligned} & \rho A_w U_w U_w - \rho A_\infty U_\infty U_\infty \\ &= \rho U_{Disk} A_{Disk} (U_w - U_\infty) \end{aligned} \quad (6.5-17)$$

$$= \rho A_{Disk} (1-a) U_\infty (U_w - U_\infty)$$

单位时间内,沿 x 方向盘面对流体的作用力为

$$f_x = (P_{Disk}^- - P_{Disk}^+) A_{Disk} \quad (6.5-18)$$

在流管内盘面两侧分别应用 Bernoulli 方程

$$\left. \begin{aligned} \frac{1}{2} \rho U_\infty^2 + P_\infty &= \frac{1}{2} \rho U_{Disk}^2 + P_{Disk}^+ \\ \frac{1}{2} \rho U_w^2 + P_w &= \frac{1}{2} \rho U_{Disk}^2 + P_{Disk}^- \end{aligned} \right\} \quad (6.5-19)$$

两式相减可得

$$P_{Disk}^- - P_{Disk}^+ = \frac{1}{2} \rho (U_w^2 - U_\infty^2) \quad (6.5-20)$$

根据动量定理有

$$\begin{aligned} f_x &= (P_{Disk}^- - P_{Disk}^+) A_{Disk} = \frac{1}{2} \rho A_{Disk} (U_w^2 - U_\infty^2) \\ &= \rho A_{Disk} (1-a) U_\infty (U_w - U_\infty) \end{aligned} \quad (6.5-21)$$

化简可得

$$U_w = U_\infty - 2u = (1-2a)U_\infty \quad (6.5-22)$$

根据牛顿第三定律,作用于盘面的推力 t_x 满足

$$\begin{aligned} t_x &= -f_x = 2\rho A_{Disk} u (U_\infty - u) = 2\rho A_{Disk} U_\infty^2 a (1-a) \\ & \quad (6.5-23) \end{aligned}$$

水轮机所吸收的功率为

$$\begin{aligned} P &= t_x U_{Disk} = 2\rho A_{Disk} u (U_\infty - u)^2 = 2\rho A_{Disk} U_\infty^3 a (1-a)^2 \\ & \quad (6.5-24) \end{aligned}$$

推力系数(C_T)和功率系数(C_P)分别为

$$C_T = \frac{t_x}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 A_{Disk}} = 4a(1-a) \quad (6.5-25)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^3 A_{Disk}} = 4a(1-a)^2 \quad (6.5-26)$$

由式(6.5-26)可知,当 $a = \frac{1}{3}$ 时, $C_{Pmax} = \frac{16}{27} = 0.593$,

这就是著名的 Betz 理论极限值,它说明叶轮从广域流场中获取的能量是有限的。实际的潮流水轮机和风机的能量利用率系数都比 0.593 小。

3 潮流发电装置

3.1 潮流发电系统组成

潮流发电系统或称为潮流发电站,电站主要由三大系统组成,即海洋结构系统、发电系统和监测系统,如图 6.5-7 所示。

(1) 海洋结构系统。海洋结构系统包括载体、系泊系统



图 6.5-7 潮流发电系统组成图

或基础两部分。

(1) 载体。载体亦称支撑结构，是潮流电站的基础平台。水轮机、发电机以及其他设备仪器置于载体上，载体也是工作人员进行必要操作时的工作平台。载体的形式依电站的总体结构形式不同可分为漂浮式载体、座海底式载体和穿入海底固结的桩柱式载体。

(2) 系泊系统或基础。系泊系统或基础是将载体定位于确定海域的系统，它将保证载体在风、浪和急流海洋环境下安全可靠地系泊。漂浮式载体的系泊系统由索（链）和锚组成；座海底式载体由基础定位、有重力式和导管架式等多种形式的海洋结构基础。

(2) 发电系统。发电系统包括水轮机（亦称叶轮或转子）、机械传动系统、发电机、控制系统和输变电系统。

(3) 监测系统。监测系统包括流速和流向监测、系统安全运行保护监测等。对于漂浮载体也应监测其运动响应。

3.2 潮流发电装置分类

潮流发电装置可按照不同的方式进行分类。

(1) 按载体结构形式划分。分为桩柱式、漂浮式和座海底式。

(2) 按叶轮结构形式划分。分为轴流（螺旋桨型、水平轴）式和横流（Darrieus型，通常为垂直轴）式。按叶轮外部是否加集流装置又可分为扩张型（augmented）和敞水型（open）。将潮流动能转换为机械能的装置除了叶轮类结构形式外，还有非叶轮的机构形式，如振荡叶片机型。

(3) 按叶片控制形式划分。分为叶片固定和偏角可调两种形式。转轮叶片的调角又可以分为主动调角和被动调角。

(4) 按叶轮受力性质划分。分为升力型、阻力型和混合型。

(5) 按电力接入方式划分。分为并网型和离网型发电装置。

下面分别介绍不同形式潮流能发电装置（站）的主要特点。

3.2.1 水平轴式潮流发电装置

若潮流能水轮机叶轮的旋转轴与水流方向或海平面平行，则称之为水平轴式叶轮装置。

图 6.5-8 所示是水平轴式潮流能转换装置的平面图，其工作原理与水平轴风力机类似。扩张型叶轮就是在敞水叶轮的基础上加一个导流罩，如图 6.5-9 所示。



图 6.5-8 水平轴式潮流能转换装置平面图

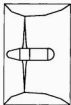


图 6.5-9 扩张型叶轮平面图

水平轴装置的主要特点有：

(1) 水平轴螺旋桨式叶轮是一种升力型叶轮，叶片上的切向力以及叶轮的水动力转矩主要来源于流体作用叶片上的升力。

(2) 在水流的作用下，转子能够自启动。转子的叶片可以采用定桨距或变桨距形式，变桨距叶片能够实现功率

调节。

(3) 叶片在叶轮盘面内从转轴出发沿径向伸出，在不同半径的轨迹圆周上叶片的切向（线）速度不同。靠近转轴的叶根处叶片的切向速度小，远离转轴的叶尖处叶片切向速度大。因此，即使采用变螺距叶片，在叶尖处也容易出现空泡现象和流动分离现象。

(4) 螺旋桨式转子适合于单向流动情况，转子的平面正对着水流工作时，转子才能够按照设计要求发挥其最大效率。但是由于潮流的运动是双向的，转子背流运转时效率受到限制，再加上机舱和支撑桩柱结构对潮流流场的影响，转子背流运转时效率较低。解决上述背流低效的问题有两种途径，一是增加一套对流装置，潮流流向改变时对流装置工作，将转子绕桩柱转至迎流方向；二是将转子设计为能够适应于双向流动，在迎流和背流两种情况下都有较高的能量转换效率。前者在风力发电中称为对风装置，技术成熟，而后者双向转子仍处于研究中。

3.2.2 垂直轴式潮流发电装置

若潮流能水轮机叶轮的旋转轴与水流方向垂直，则称之为横流式叶轮装置。横流式叶轮的主轴可以安装为垂直于海平面或平行于海平面，如果横流式叶轮的主轴垂直于海平面安装，通常称为垂直轴式叶轮。垂直轴式叶轮又可以分为升力型、阻力型和升阻力混合型三类。图 6.5-10 所示是著名的 Φ 形 Darrieus 叶轮，图 6.5-11 所示是 H 形叶轮，均属于升力型。由于 Darrieus 叶轮的叶片是弯曲的，只能做成固定形式，叶片仅受张力，弯曲应力很小。H 形叶轮的叶片可以有固定式也可以有可调式。



图 6.5-10 Φ 形 Darrieus 叶轮示意图

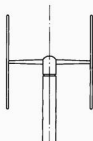


图 6.5-11 H 形叶轮垂直轴轮机

图 6.5-12 是一种变形的 Darrieus 叶轮，叶片呈螺旋状布置，称为螺旋形转子。它属于升力型装置，该型由美国的 A. M. Gorlov 博士发明，转子结构简单。



图 6.5-12 螺旋形 Darrieus 叶轮

图 6.5-13 是一种称为 S 形的能量转换装置, 该装置属于阻力型, 由芬兰工程师 S. J. Savious 于 1922 年发明。其性能特点是转速低、力矩大, 通常作为流速仪和风速仪来使用, 也可以和 Darrieus 叶轮配合作为起动装置。



图 6.5-13 S 形的能量转换装置

另一种阻力型叶轮如图 6.5-14 所示, 称为蹀板式叶轮。在轮缘上布置若干平板, 平板的一端与轮缘铰接, 另一端自由, 但是受到布置在内轮缘上挡杆的限制。在水流的作用下, 轮缘上每个平板的方位如图 6.5-14 所示, 上半圆的平板受流体阻力 (升力) 的作用推动叶轮顺时针转动, 而下半圆的叶片自由, 对叶轮没有力矩贡献。处于轮缘左 (右) 上方的平板也受到升力, 对力矩有贡献, 但总体上阻力占优, 故称蹀板式叶轮为阻力型装置。

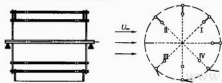


图 6.5-14 蹀板式叶轮示意图

图 6.5-15 所示为摆线式叶轮, 它属于升阻力混合型, 也是一种典型的可调角式叶轮。固定点 P 称为偏心点, $e = \overline{OP}/R$ 称为偏心率。叶片在来流作用下绕主轴 O 转动的同时, 受机构控制绕自身轴 O_1 摆动, 运动时始终保持弦线与连线 O_1P 垂直, 叶片相对来流的空间轨迹为摆线。叶片偏角的变化规律可通过 $\triangle CO_1P$ 由正弦定理得到解析形式 $\tan\varphi = e \cos\theta / (1 + e \sin\theta)$ 。

垂直轴叶轮潮流发电装置的主要特点有:

- (1) 阻力型和升阻力型叶轮具有自起动的特性, 但是叶轮的旋转速度比螺旋桨式叶轮低。
- (2) 垂直轴升力型叶轮能否自起动与叶轮的叶片是否可 (变轴距) 调有关。可调角度的叶轮能够自起动; 不可调角度的叶轮没有足够的力矩自起动, 一种可行的起动方案是:

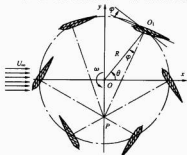


图 6.5-15 摆线式水轮机示意图

通过电器控制的方式将发电机切换为电动机拖动叶轮, 启动后再由电动机切换为发电机, 叶轮出力驱动发电机工作。

- (3) 垂直轴式叶轮与来流的方向无关, 无论潮流从哪个方向流向叶轮都能够正常工作, 不需要对流装置。

(4) Darrieus 垂直轴式叶轮的叶片是等截面的, 叶片制造工艺简单, 可采用先进的拉伸成型工艺批量生产, 制造成本低。

(5) H 形转子的迎流截面为矩形, 与螺旋桨式转子相比较, 它能够充分利用来潮流水道的有效截面积及潮流动能。批量安装 H 形垂直轴转子潮流发电机组时易于布置, 多个单元转子沿水深方向串联和沿水平方向横向 (水道截面内) 并联, 可形成潮流水轮栅栏 (网状水坝), 如图 6.5-16 所示。

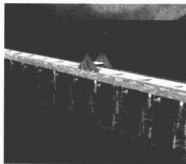


图 6.5-16 网状水坝

3.2.3 振荡式潮流发电装置

英国的 EB (Engineering Business) 公司提出了一种利用叶片在一定角度范围振荡运动实现潮流能转换的装置, 称为 Stingray, 如图 6.5-17 所示。该装置位于海底, 采用导管架重力式支撑结构, 摇臂根部与垂直支撑结构铰接, 摇臂端部与水平翼板连接。潮水绕流翼板产生的升力关于铰接点形成力矩, 驱动翼板和摇臂绕支撑结构铰接点上、下振荡。在摇臂和垂直结构之间有两个活塞式液压缸, 周期振荡的摇臂压缩活塞运动, 将机械能转换为高压能量, 再通过液压马达将压力能转变为旋转机械能, 带动发电机发电。

振荡式装置的主要特点是:

- (1) 振荡运动的翼板能够适应双向的潮流运动。
- (2) 液压装置易于实现能量存储, 压力能量输出驱动液压马达和发电机有利于电能的控制, 但由于增加了一级压力能转换, 总体效率降低。

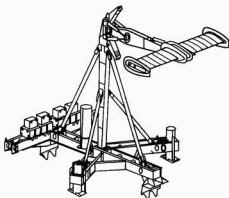


图 6.5-17 振荡式潮流能转换装置

(3) 发电装置的支撑结构和部件的结构比较简单。

4 潮流发电装置的设计

潮流发电装置的设计主要包括支撑载体与固定系统设计、潮流水轮机机组设计、发电控制系统设计。作为电力系统或电站,还应包括输电变电系统设计与监测系统设计等,而电站选址是潮流能电力系统建设的第一个环节。

潮流发电装置设计建造需要考虑的因素:

(1) 海水深度变化。流速变化对系统功率的影响至关重要,另外水深还制约电站叶轮的高度,尤其对于桩柱式和座海底式潮流系统,要充分考虑水深因素。

(2) 海底和海岸天然条件。海底和海岸的地形、地质、离岸位置等直接影响载体和锚泊系统的设计及施工,海上施工难度大,技术要求高,还有很多技术难题需要攻克。

(3) 海面风浪。海面风浪影响站点水流的大小和方向,进而影响系统输出功率,同时影响电站所受载荷的大小和频率,有时会造成过载,破坏结构,尤其对于漂浮式电站的稳定性设计要充分考虑风浪影响。

(4) 水质。电站长期运行后,水中生物、泥沙、污垢等会在电站入水部分沉积,恶劣水质会加快对电站的腐蚀,导致叶轮水动力性能下降,大大降低电站效率。所以叶片表面要用防腐材料处理,并定时维修,清理沉积物。

(5) 过载。除了强风浪带来的过载之外,涡流、尾涡脱落等无规律的流速变化都会造成过载,过载状态对系统结构损害很大,同时造成水动力和功率的损失。

(6) 空泡。当近水面轮机叶片线速度超过约 7m/s,叶片表面某些区域的压力低于水饱和蒸汽压时,就产生空泡。空泡会对叶片表面造成损伤,严重降低叶轮效率。

(7) 不可抗力。不可抗力包括风暴、海啸、地震等,会对电站造成毁灭性侵袭,所以电站选址时要避开自然灾害频繁出现的海域,设计时要备案一套应急措施,在得到灾害预报信息时能及时将电站拖到岸上或安全地区。

4.1 选址

潮流电站选址过程是指在一个较大的海域内,对气象、水文条件等多方面进行综合考察后,选择一个潮流资源丰富、而且有开发利用价值的区域进行电站或电站田建设的过程。

首先应考虑如何选择好潮流发电机的安装海域。潮流发电场址选择的好坏,对实现潮流能开发预期目标至关重要。当然,还应该考虑经济、技术、环境、交通、生活、电网、用户等多方面因素。即使在同一地区,由于局部条件的不同,也会对潮流的分布有一定影响等。因此如何选择有利的环境条件,力求最大限度发挥潮流发电机组效益,有着重要意义。

4.1.1 站址信息

站址基本信息包括:

(1) 水域名称。

(2) 站点名称。

(3) 站点的流速保证率曲线。流速保证率曲线是指某站点一年流速记录总次数中,潮流大于某些特定速度值所出现的百分数。图 6.5-18 示出了地中海某站点流速保证率曲线,横坐标为潮流流速特定值,纵坐标为流速保证率。该图反映了测量点流速出现的频率,例如一年记录 100 次,流速大于 1m/s 的次数有 76 次。

(4) 优势流方向。

(5) 最大水深。

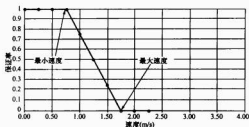


图 6.5-18 地中海某站点流速保证率曲线

- (6) 最小水深。
- (7) 平均水深。
- (8) 离岸距离。
- (9) 极端海况信息,包括风速和波高。
- (10) 海底自然条件。

4.1.2 站点资源评估

能流密度 $e = \frac{1}{2} \rho U^3$ 是表征站点潮流资源的重要指标。由于潮流流速以(半)日、季和年为周期变化,以通过每平方米迎流面积的全年潮流能量评价某海域潮流资源,对潮流发电机组单机容量以及潮流发电站(场)装机容量更为科学。

将站点全年流速范围(最大流速和最小流速之间)分为 n 个速度等级,计算每个等级流速 U_i 出现的频率(百分率)。则该站点全年潮流能流 $[kWh/(m^2 \cdot \text{年})]$ 为

$$e_{\text{annual}} = \sum_{i=1}^n e_i = \sum_{i=1}^n \frac{1}{2} \rho U_i^3 C\% \times \frac{365 \times 24}{1000} \quad (6.5-27)$$

式中: $C\%$ 是 U_i 出现的频率; e_i 为每个流速等级的能量。

$e_{\text{annual}} = \sum_{i=1}^n e_i$ 反映了该站点潮流在单位面积内蕴藏的全年发电能力。

图 6.5-19 给出了某个站点计算全年能量曲线的例子。横坐标为站点平均流速,直方图为每个流速等级的频率,曲线为全年潮流能量曲线。

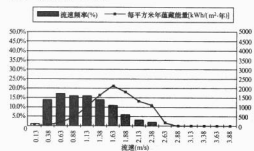


图 6.5-19 某站点全年流速频率和能量曲线

e_{annual} 是评估站点是否有开发价值的最重要指标。分析式(6.5-27)中参数,可初步确定潮流电站选址的基本标准。潮流能质量好的站址应具备以下条件:

- (1) 年平均流速较高。
- (2) 能流密度较大。
- (3) 可利用小时数高。

4.1.3 其他因素

除了全年潮流能量以外,选址还需要考虑多种因素:

(1) 流向基本稳定。潮流流向将影响潮流发电机组的布置,因此应以潮流流向基本固定的海域作为电站选址的首选。

(2) 涡流强度小。水道中的潮流总体上呈周期性变化,可以准确预测。但是,由于风、浪以及海底地形和站址附近礁石的影响,在局部区域的潮流却是随机的,生长出不同程度的无规则的涡流,会给潮流发电机组及其出力带来无法预测的危害,如使潮流能量利用率降低;水轮机组叶片受力不均匀,引起部件的磨损和振动,从而缩短机组的寿命,严重时使得叶片及部分构件受到不应有的损坏等。因此,在选址时要尽量使潮流发电机组避开起伏较大的海底等,从而使得潮流电站处于最佳的运行环境。

(3) 自然灾害不频繁海区。如强台风或龙卷风、地震、海啸等会使海上结构物受到较大的冲击力,破坏潮流电站的锚泊系统、叶轮结构、输电线路等,使得潮流电站不能正常工作甚至被完全破坏。由于海洋环境相对于陆地来说更为恶劣,因此考虑潮流电站的安全性是十分必要的,故选址时应尽量避开自然灾害频繁出现的海区。

(4) 尽量靠近电网或用户岛屿。潮流电站应尽量选在靠近电网的地方,从而减少电损和海底电缆铺设的成本等;还要考虑潮流电站的并网规模与电网是否匹配等。对于离网型潮流能独立发电系统,为远离大陆电网的海岛居民生活和生产供电,站址应尽量靠近岛屿。

(5) 交通方便。要考虑所选潮流电站站址交通运输情况,设备运输是否便利,运输路段及桥梁的承载能力是否适合潮流发电机组运输车辆等。潮流电站站址的交通方便与否将直接影响潮流电站的建设,如设备运输、装备、备件运送等。

(6) 对海洋环境及交通的不利影响最小。潮流电站的选址应避开主航道,从而减少对海上运输的影响。潮流电站对海洋生物的伤害、对生态和周边环境的影响,目前还没有可供参考的研究成果。

综上所述,在实际电站选址过程中应该综合考虑以上各因素,从而选择一个能够充分发挥潮流电站机组最大效益的站址。

4.2 支撑载体设计

支撑载体属于潮流能发电系统的海洋结构部分,是支撑潮流水轮机和发电机组的平台。载体的设计关系到整个潮流发电系统运行的稳定性、可靠性和安全性。支撑载体的选型和设计应遵循的主要原则有:

(1) 平台功能。支撑载体的主要功能是承载潮流水轮机组和发电机组,使机组固结在载体平台上能够按照设计要求安全正常运行。同时,载体还是人员和设备进行必要的操作时的辅助搭载平台。载体设计时首先应满足其主要功能和辅助功能。

(2) 安装维护。水轮发电机组需要定期的保养和维护,载体的选型和设计应充分考虑发电系统维护和安装操作的方便性,减少电站系统海上安装以及后期管理和维护所发生的成本费用。

(3) 海洋环境适应性。支撑载体固定在海洋潮流环境,不仅应能够适应恶劣海况安全生存,而且应尽量减小对流场的干扰,从而减小对自身水轮发电机组和其他水轮发电机组的影响,提高潮流田的发电量。

(4) 可视性。载体外形美观、大方,增强可视性。

实际工程中,根据潮流水轮机叶轮的安装方式,可以将

潮流能发电系统的支撑载体分为桩柱式、漂浮式和座底式三种常见形式,下面分别进行简要介绍。

4.2.1 桩柱式

桩柱式支撑载体一般为钢结构,分为单桩结构和三脚架单桩结构两种。

单桩支撑载体像一根粗大的钢管,如图 6.5-20 所示。

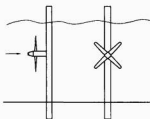


图 6.5-20 单桩式潮流发电装置示意图

对于 30m 水深的单桩结构,通常需要直径 2m、壁厚 50mm 的钢管。如果海底土质足够松软,利用海上打桩工程船将钢管垂直打入海底即可牢牢地固定。如果海底地质坚硬,则必须用安装船预先钻孔约 10m 深度(30m 水深),用安装船将单桩底部吊入海底孔中,然后将混凝土注入桩孔间隙固定。

如果站址处的水底较深(30~60m),或者机组载荷较大,采用三脚架单桩支撑结构更为经济。钢管结构的三脚架底部坐落在海底,钻三个小孔插入固定。

桩柱式支撑载体的主要特点是:

(1) 结构稳固,在风浪流的作用下桩柱不发生运动,水轮发电机组搭载于桩柱上稳定运行。

(2) 海上打桩和安装的技术要求较高,需要使用较大型设备,费用昂贵。

(3) 单桩结构适用于水深 20~30m 浅海区域,三角架单桩结构适用于水深 30~60m 浅海区域。

(4) 对航道交通造成一定的影响。

浅海中的单桩结构设计与施工在技术上正逐渐趋于成熟,可以参照近海风电桩基础设计经验和近海工程结构的相应规范或标准进行设计。

图 6.5-21 是由英国 MCT 公司(Marine Current Tur-

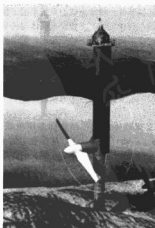


图 6.5-21 SeaFlow 单桩柱式潮流能转换装置

bines Ltd) 设计的典型的桩柱式潮流发电装置形象图。单桩钢结构的一部分插入海底固定, 一部分伸出到海面以上。水平轴螺旋桨式转子及发电机安装在钢桩上, 在水流的作用下转子转动, 带动机舱内部的发电机运行发电。钢桩表面的母线上设置了两根导轨, 转子及机组可以沿着钢桩导轨向上或向下移动, 机组需要维护或检修时移动至水面以上, 运行时移至水面以下。

4.2.2 漂浮式

漂浮式支撑载体的外形类似于船舶、双体船型, 或设计为其他形式的浮体。通常设计为箱形结构, 划分为若干水密舱室。水轮机转子置于载体下方, 发电系统置于舱室内部, 如图 6.4-22 所示。海上漂浮式潮流电站载体需要锚泊系统来固定, 水深大于 30m 浅海区域尤为合适。

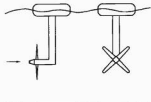


图 6.5-22 漂浮式潮流发电装置示意图

漂浮式支撑载体的主要特点是:

- (1) 结构简单。对船厂的制造技术要求不是很高, 制造成本低。
- (2) 安装运输方便。载体和机组在船厂利用常规设备组装后, 由拖船拖到预定站址系泊固定; 平台甲板宽敞, 便于发电机组的布置和人员操作。
- (3) 维护检修方便。发电设备在水面以上便于检修, 后期管理和维护费用低。
- (4) 对航道交通造成一定的影响。
- (5) 载体会受到风浪的作用发生低频运动, 对水轮机组的稳定运行产生一定的影响。

漂浮式支撑载体的设计在技术上是成熟的, 可以参照趸船、海港浮式码头和海洋平台的相应规范或标准进行设计。

图 6.5-23 所示是由中国的哈尔滨工程大学和意大利 PdA (Ponte di Archimede SpA) 公司分别设计的漂浮式水轮机潮流能转换装置。载体由锚泊系统系泊于预定海域, 垂直轴转子安装在载体底部, 主轴穿入载体与传动系统和发电机连接, 叶轮在水流的作用下转子转动, 带动机舱内部的发电机运行发电, 发出的电力通过海底电缆输送上岸与电网并网。电能变换与控制装置可以安装在载体内部, 也可以安装在岸上。如果机组需要维护或检修时, 采用拖船将载体和水轮机机组拖至船厂, 安装时再拖至电站站址。

4.2.3 座底式

座底式支撑载体由支撑结构和基座组成。支撑结构(桩)与基座(基础)连成一体, 基座稳定地坐在海床上, 水轮机组安装在支撑结构的顶端, 在潮流的作用下运行。桩基结构有单桩基座、三脚桩基座和重力型桩基座等, 根据荷载、水深、风浪、海床情况选用。根据我国目前的施工情况, 桩或墩基础、重力式基础、大直径圆桶基础比较成熟, 桶基础在石油部门也开始采用。

EB 公司建造的振荡式潮流能转换装置采用了三角桩基座形式的座底支撑结构(见图 6.5-17)。图 6.5-24 所示水平

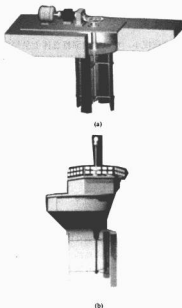


图 6.5-23 垂直轴式潮流能转换装置

(a) “方向”装置形象图(中国);

(b) Kobold 装置形象图(意大利)

轴螺旋桨叶轮发电装置为重力式基座。图 6.5-25 是哈尔滨工程大学于 2005 年设计建造的 40kW 导流型座底式潮流发电系统, 采用了有八条支腿的重力式基座。

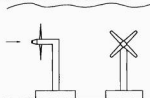


图 6.5-24 座底式潮流发电装置示意图

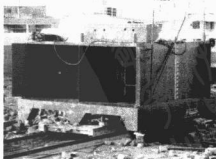


图 6.5-25 40kW 座底式潮流发电系统

座底式支撑载体的特点是:

- (1) 适用于浅海区域。
- (2) 发电机组在水面以下, 受海面上风浪影响较小, 结构稳固。

(3) 不影响航道水面船舶交通。

(4) 基座以及机组安装和检修时施工技术要求和费用高。

座底式潮流能装置基座的选择和设计决定于海底条件、水深、腐蚀情况、水轮机的尺寸和所处的环境(浪高、水流)条件。此外,设计者的学识和所参考的文献都可能影响设计。然而,基座选择的最终目的是为了使得设计制造成本和运行维护成本相互协调,使两者成本总和达到最低。浅海中的基座结构设计在技术上也还是比较成熟的,可以参照近海海洋工程结构和海上风力发电桩基设计的相应规范或标准进行,不同之处是需要考虑强潮流的影响。

4.3 水轮机总体参数设计

水轮机是潮流发电系统中实现能量转换的核心设备,水轮机由水轮(转子)、轴系和支撑结构组成。水轮机设计的关键技术指标是:适应站点潮流流场特性,能量转换效率高,结构可靠,性能造价比高。

进行水轮水力设计之前,首先应确定水轮总体参数。

4.3.1 水轮机总体参数确定

(1) 设计流速 U_r 。设计流速也称为额定流速。设计流速是一个非常重要的参数,它取决于拟建潮流发电站址的潮流能资源情况。

欧洲学者给出了一个初步确定设计流速的方法,取流速超过数为20%的对应点的流速作为潮流水轮机的额定流速 U_r 。以图 6.5-18 为例,可以取 $U_r \approx 1.6 \text{ m/s}$ 。最终确定设计流速是一个优化的过程,风力发电风轮设计中按全年获得最大能量为原则来确定设计流速,可以参考。

(2) 设计功率 P 。设计功率是指设计(额定)流速下水轮输出的轴功率,由式(6.5-12)估算,则

$$P = \frac{1}{2} \rho U_r^3 C_p S \quad (6.5-28)$$

水轮过流面积 S 是水轮直径 D 的函数,即

$$S = k D^2 \quad (6.5-29)$$

式(6.5-29)中, k 取决于叶轮类型。水平轴桨式叶轮 $k = \pi/4$;立轴叶轮 k 值与叶轮的轮廓线型(如Φ形、H形)有关,对于叶片长度为 h 的H形叶轮 $k = h/D$,这里 k 值即H形水轮的较高径比(立轴叶轮的高度和最大直径的比值称为高径比)。

水轮轴功率公式(6.5-28)改写为

$$P = \frac{1}{2} \rho U_r^3 C_p k D^2 \quad (6.5-30)$$

单机设计功率可以根据潮流发电场的资源、面积、水深情况和建设规模(年发电量)等综合因素来确定。

(3) 水轮直径 D 。根据功率计算式(6.5-30),给出了初步设计流速 U_r 和设计功率 P ,再假定能量利用率系数 C_p 值,取 $C_p = 0.25 \sim 0.45$,可以计算出叶轮的过流面积 $S = k D^2$ 。对于水平轴叶轮,由 $k = \pi/4$ 可确定直径 D ;对于立轴直叶片(H形)叶轮,选定高径比 $k = h/D$ 再确定直径 D 和 h 。叶轮高径比 h/D 通常取 $0.8 \sim 1.5$,但高度 h 要考虑站点最大水深和最小水深。

(4) 密实度 σ 。水轮机的密实度指的是叶片总面积与叶片扫掠圆面积之比。

对于水平轴桨式叶轮,密实度定义为

$$\sigma = \frac{ZCb}{\pi D^2/4} \quad (6.5-31)$$

式中: Z 为叶片数目; C 为叶片平均弦长; b 为叶片长度。

对于立轴H形叶轮,密实度定义为

$$\sigma = \frac{ZC}{\pi D} \quad (6.5-32)$$

也有人定义为 $\sigma' = \frac{ZC}{D}$ 。水轮机密实度比风机密实度稍大,可以取 $\sigma = 0.15 \sim 0.5$ 。

(5) 叶片数目 Z 。叶片的数目与水轮机的密实度相关。水平轴桨式叶轮与风力发电机类似,常用2叶、3叶两种;立轴H形水轮的叶片数目有多种选择,叶片数目和弦长可根据直径和密实度公式计算确定。

(6) 叶尖速比 λ 。叶尖速比是转子叶片的圆周切向速度与来流速度的比值,简称速比,定义为

$$\lambda = \frac{n\pi D}{U} \quad (6.5-33)$$

式中: n 为叶轮的转速。

λ 的值受密实度 σ 或叶片数 Z 的影响,密实度大的叶轮转速相对慢, λ 值的范围小。

(7) 翼型。当轮机基本尺寸参数确定以后,可以通过流体动力性能和结构要求,选取合适翼型。立轴水轮通常采用等截面 NACA00×× 系列对称翼型。

4.3.2 叶轮水力设计

潮流水轮机的水力设计主要工作是计算和优化叶轮的性能,使叶轮具有良好的水力性能。

4.3.2.1 水轮机的效率

水轮机的效率是表征叶轮转换流体动能能力的最重要的指标。用无量纲的能量利用率系数与速比 $C_p - \lambda$ 曲线图来表示。图 6.5-26 给出了一个水轮机在不同密实度情况下的效率特性 $C_p - \lambda$ 曲线示意图。

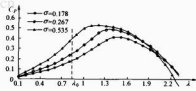


图 6.5-26 不同密实度的能量利用率曲线示意图

效率曲线通常在某个速比 λ_0 时出现一个峰值效率 C_{p0} 。如果 $C_p - \lambda$ 曲线的 C_{p0} 值高,而且出现 C_{p0} 的 λ_0 范围宽,那么该叶轮的水动力性能好。设计中,通过优化水轮机的水动力外形、密实度和叶片数目等参数,使得水轮机在选定的速比值 λ_0 附近获得较高的效率。

4.3.2.2 效率的影响因素

水轮机的能量转换效率主要受到翼型、速比和密实度的影响。

(1) 翼型的影响。每一种翼型都有相应的流体动力特性,即升力系数 C_L 、阻力系数 C_D 和力矩系数 C_M 。随水动力攻角 α 变化的特性。一般说来,叶片在未达到失速的攻角范围内工作时,随着雷诺数的增加,翼型的升阻比 C_L/C_D 大,叶轮的效率高,能量损失小。潮流水轮机的叶片工作时,迎流角的变化范围大,雷诺数变化范围比较低,这是造成水轮效率偏低的主要原因。

水平轴桨式水轮机的翼型可选用如 NACA632×× 系列低阻层流翼型;立轴水轮机叶片攻角正负变化,常用对称翼型。

(2) 速比 λ 的影响。速比 λ 反映了叶轮的叶片相对于来流运动的快慢程度,是影响水轮效率的重要无量纲特征参数

之一。潮流流速变化时,叶轮转速也可能发生变化,速比随之变化。当叶轮的形式、结构尺寸及叶形确定后,不同速比下工作的叶轮,其效率不同,轴功率也不同。因此,总希望得到高的能量利用率,并在这个高小速比范围内运行。

水平轴桨式水轮,在不同半径处叶剖面的速比不同;而对于立轴 H 形水轮,叶片在圆周上不同方位角处相对于流体的速度和攻角发生变化,速比改变时影响水轮机的性能。图 6.5-27 显示了典型的 H 形水轮叶片攻角 α 随位置角 θ 的变化关系,速比越大,叶片在旋转一圈时攻角的变化范围越小。

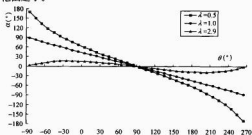


图 6.5-27 不同速比下 $\alpha-\theta$ 变化曲线

(3) 密实度 σ 的影响。密实度反映了水轮机叶片的疏密程度。它决定了叶片间水动力干扰的强弱,是影响水轮机水动力性能的重要因素。改变密实度有两种方式:改变叶片数目或改变弦长。

密实度对潮流水轮机水动力性能的影响表现为:密实度的增加会降低单个叶片的流体动力性能,但在一定程度上提高轮机整体的能量利用率,并且使能量利用率曲线向速比减小的方向移动;而当密实度增大到一定程度后,叶片间的相互干扰加剧,反而会降低水轮机的水动力性能,如图 6.5-26 所示。

4.3.2.3 功率、转矩和推力

根据水轮机的无量纲效率特性曲线(图 6.5-26),可以给出有量纲的功率特性和力矩特性曲线族,用功率—流速($P-U$)或功率—转速($P-N$)以及力矩—流速($Q-U$)曲线族表示。

图 6.5-28 给出了一个 $D=14\text{m}$ 的水轮机在不同流速度下的 $P-N$ 曲线,曲线形状与 $C_F-\lambda$ 曲线类似。由图可见,随着流速的变化,如果叶轮能够沿着图中虚线所指出的转速运行,则获得轴功率输出最大。

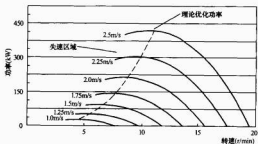


图 6.5-28 不同流速下的功率—转速曲线

图 6.5-29 所示为功率、转矩、最大推力随直径变化的曲线,从图中可看出叶轮直径对水动力性能的影响。图中给出了额定水流速度 $U_r=2\text{m/s}$ 的情况下,水轮的功率、转

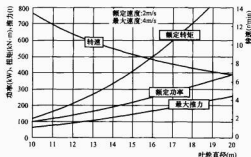


图 6.5-29 功率、转矩、最大推力随直径的变化曲线
该曲线对于过流面积相同的水平轴和立轴水轮是一样的。

(1) 功率。由式(6.5-30)可知,功率 P 与 D^3 成正比。当 $U_r=2\text{m/s}$ 时,假定 $C_P=0.3$,则直径为 10m 水轮的轴功率为 100kW ,直径为 20m 水轮的轴功率 400kW 。

(2) 转矩。转矩等于功率除以转速,可以用转矩系数 C_Q 表示如下

$$Q = \frac{1}{2} \rho U_r^3 C_Q S D \quad (6.5-34)$$

式中: $C_Q = C_P / \lambda$ 。

可见,转矩 Q 与 D^3 成正比。

(3) 推力。水流推动水轮旋转的同时,沿着水流方向流体动量的变化使叶轮受到推力 T 的作用。就设计而言,最大推力可表示为

$$T_{\max} = \frac{1}{2} \rho U_r^3 C_T S \quad (6.5-35)$$

式中: C_T 为推力系数。欧洲学者建议取 $C_T=0.9$ 。

4.3.2.4 空化现象

水中叶片高速运动时会出现空化现象,也称空泡。接近水面的轮机叶片表面上出现空化现象的临界线速度 U_c 约为 7m/s 。避免空化意味着限制转子的叶尖速度或降低转速,即如果增加水轮的直径,必须降低转速而保持叶片最大线速度小于空化速度 U_c (参见图 6.5-29)。潮流速度 U 变化时,叶片避免空化现象出现的最大叶尖速比 λ_c 见表 6.5-3。

表 6.5-3 不同流速下避免空化对应的叶尖速比

潮流速度 U (m/s)	避免空化最大叶尖速比 λ_c
2.0	3.5
2.5	2.8
3.0	2.3
3.5	2.0

空化现象的发生与运动叶片所处位置的水深有关,叶片在水下越深,水静压力越大,越不易发生空化,出现空化现象的临界线速度 U_c 越高。例如,在水面处 $U_c=7\text{m/s}$,在水下 65m 处 $U_c=20\text{m/s}$ 。

空泡的出现破坏了叶片表面附近的流场,不仅导致叶轮效率严重降低,而且会对叶片表面造成损坏(空蚀),并产生噪声。

靠降低轮机转速避免空泡的方法并不理想,这样会使轮机长期在一种低转速高转矩的工况下运行,增加传动损失。可以从优化叶片翼型和材料方面着手来避免空泡,这需要大量的研究工作。

4.3.3 水动力设计方法

水轮机水动力性能设计的理论与载荷预报主要有三种,一是基于动量定理的流管法,二是基于势流理论的涡方法,三是基于黏性计算流体力学(CFD)的方法。

4.3.3.1 流管法

流管法是流体动能转换叶轮流体动力性能的设计方法,在风力发电机组叶轮空气动力学设计中沿用至今。流管法有多种不同的模型:单流管模型、多流管模型、单盘面模型和双盘面模型。获得叶轮能量利用率极限值 $C_{Pmax}=0.593$ 的贝茨(Betz)理论模型就是最简单的单盘面单流管模型得到的。这里以立轴 H 形叶轮为例介绍较为精确的双盘面多流管模型,对于水平轴桨式水轮流管模型可参考风力机设计工具书。

如图 6.5-30 所示,将转子横截面内叶片运动经过的区域划分为多个流管,并假设流管都是直的,方向和来流一致。叶片在运动一周的过程中,穿过每根流管两次,可以用上游和下游两个作用盘面来模拟这一效果。来流经过上游盘面后,在某一位置静压力会恢复到自由来流的对应值,定义该位置为平衡位置,如图中的虚线所示。

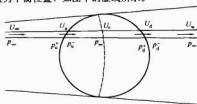


图 6.5-30 双盘面多流管法示意图

假设自由来流的速度为 U_∞ ,平衡位置的流速为 U_e 。将流体流过作用盘面时的动量变化率和叶片受力结合起来,即可得到流管上游盘面和下游盘面的动量方程,分别如下

$$F_u^* = a_u(1-a_u) = \frac{\sigma W_u^2}{4 U_\infty^2} |\sec\theta| (-C_n \cos\theta - C_t \sin\theta) \quad (6.5-36)$$

$$F_d^* = a_d(1-a_d) = \frac{\sigma W_d^2}{4 U_\infty^2} |\sec\theta| (-C_n \cos\theta - C_t \sin\theta) \quad (6.5-37)$$

式中: a_u 、 a_d 分别为上、下游盘面处的诱导速度系数; W_u 、 W_d 分别为上、下游盘面叶片合速度; C_n 、 C_t 分别是叶片升力、切向力系数。

式(6.5-36)和式(6.5-37)的求解是一迭代过程。

基于动量定理的流管模型原理简单,应用方便快捷,在密实度和速比不大的情况下,能够较准确地预报风力机及潮流能水轮机转子的能量利用率和推力等总体性能,因此在工程上被广泛采用。但是,由于这种方法模型过于简化,存在一定的缺陷,如计算较高速比、高密实度和载荷情况下的转子性能不准确;当速比大到一定值时,动量方程可能发散而得不出解,流管模型忽略了垂直来流方向的诱导速度,求解转子侧向受力时有困难;预报转子和叶片的非定常性能和瞬时载荷方面存在困难。

4.3.3.2 涡方法

涡方法是一种在势流理论框架下的自由涡模型,有多种变形,其中,近年来发展的涡面元法具有代表性,基本方法是在每个叶片的表面上布置源汇,中弧面上布置旋涡来模拟运动叶片及其流场;用离散点涡来代替连续的尾涡面;附

着前和尾涡的强度满足流量守恒;确定附着涡强度的补充方程由尾缘压力相等和 Kutta 条件得到。

同流管法相比,涡方法模型能够计算转子的瞬时载荷、叶片之间以及叶片与自由涡系之间的干扰、模拟叶片自转效应等非定常效应以及叶片表面压力分布与变化等流场细节,因此能够较全面地模拟转子的运动和受力。但是,由于涡方法在计算叶片非定常运动时采用时间步进法,计算量较大,对计算机内存、容量及计算能力要求较高。涡方法的主要缺陷是:当转子工作在中低速比时,叶片处在大攻角范围内,动态失速严重,叶片受力计算精确度不高。

4.3.3.3 CFD 方法

考虑黏性的计算流体力学(CFD)方法是一种在全流场范围内求解控制方程的方法,在涡轮发动机、高水头水轮机、风力机等工业设计领域获得应用。对于潮流发电装置周围流场,将潮流水道看成无边界敞水区域,电站载体和水轮机等等按盘面条件处理,采用控制容积法离散方程,原则上能够获得水道和水轮的流场细节、作用于载体和水轮上的水动力载荷及其性能,为设计提供服务。对于水平轴桨式水轮,可参照船舶螺旋桨和风力机 CFD 求解方法;对于立轴水轮,流场的非定常性是数值模拟变得非常复杂,研究表明采用先进的动网格技术模拟叶片转动有望成功。

黏性 CFD 方法已经出现很多商用软件,如 Fluent、CFX、3D-Flow 等。商用软件界面操作方便,容易掌握。CFD 方法的优点是可以详细模拟流场中的每一个动态变化细节,能够清晰捕捉转子后方强回流漩涡,但计算耗时长,对计算机容量和速度要求高,应用中的许多理论和技术问题还在不断的探索和发展中。

4.3.4 叶轮结构设计

4.3.4.1 潮流能水轮机结构设计的基本原则

(1) 技术性。尽量采取成熟的设计技术、材料、制造工艺,确保满足水轮机的总体设计指标。

(2) 经济性。主要包括潮流水轮机发电机组产品的制造成本、安装成本、运行及维护成本等。

(3) 可靠性。综合考虑各项技术指标、经济性指标,最终满足机组整体稳定性指标。

4.3.4.2 潮流能水轮机结构设计的基本要求

(1) 流体动力要求。潮流能发电机组是将潮流能转换为电能的系统,叶轮流体动力特性是影响机组整体性能的关键,因此,叶轮的设计必须满足效率高、阻力小等流体动力要求。

(2) 强度、刚度要求。机组各受力构件及其组合部件必须满足设计规范规定各种载荷状态下的强度、刚度要求。

(3) 结构动力学要求。除了要满足一般的机械结构动力学要求外,潮流能水轮机部件还受周期性交变载荷作用,因此,设计过程中需考虑机组旋转特性、质量和刚度分布对各部件及整体机组固有特性的影响,使其固有频率避开流体动力的激振频率,减少结构局部应力效应,提高机组的整体结构疲劳强度性能。

(4) 工艺性要求。结构工艺性是指在具体的设计生产条件下,设计的结构应满足制造方便、可行、可靠等要求。

潮流能水轮机结构设计是一个反复的过程,上述几种设计要求往往存在矛盾性,设计过程中需综合考虑,折中选取,反复优化。

4.4 机械传动系统设计

潮流能的能量密度较小,发电系统的设备较庞大,潮流

水轮机的转速较慢。因此,为了使潮流能水轮机具有与发电机相匹配的转速,在水轮机和发电机之间需要有机械变速系统,近年来正在研究无齿轮箱的直驱发电技术。

4.4.1 机械变速系统的设计原则

- (1) 可靠性。系统运行平稳、可靠和“绝对”密封。
- (2) 可维护性。水轮机上下轴连接拆卸方便。
- (3) 集成性。增速系统结构紧凑,高度和体积尽可能小;机械系统在满足结构强度和刚度等条件下质量尽可能轻。
- (4) 耐腐蚀性。与海水接触的部件选用耐海水腐蚀和磨损的材料,或表面喷涂不锈钢。

4.4.2 机械变速系统的主要设计内容

- (1) 转轮部分。包括叶片小轴、叶片控制机构、叶片与轮辐连接件、轮辐与轴连接件。
- (2) 轴承。轮机轴、轴法兰、上下轴承座。
- (3) 增速系统。增速器、轴—增速器—发电机连接法兰。
- (4) 支撑件。轴上两个轴承座与箱体连接部件。
- (5) 密封件。轴承密封、机舱密封与连接部件。
- (6) 润滑与冷却系统。增速器和轴承的冷却润滑。
- (7) 刹车系统。包括刹车盘和制动器。在出现紧急海况时采取保护措施,使机组停止运行和制动。刹车可以采取轮机输出轴的低速端制动方案,也可以采用发电机输入轴高速端制动方案。
- (8) 附件。装配专用工具和附件。

4.5 发电控制系统设计

作为发电系统,潮流能发电系统输出的电压和频率都应该满足电网的要求,并且能够具有连续供电的能力。然而,潮流流动具有间歇性,并非每天 24h 连续不断。对于半日潮,每天有 4 个平潮期约 10h 没有流速或流速太小而无法利用,也就是每天约有 14h 可利用。另外,潮流由平潮到涨潮,潮流流速在零到最大流速之间变化,而退潮到平潮过程中潮流流速又由最大流速减小到 0。潮流流速的周期性变化,使得发电机的转速也在 0 到 n_N 间变化,其中 n_N 为发电机的额定转速。因此,发电机输出的电压和频率都随转速的变化而变化,无法直接使用,必须进行变换和处理,使频率和电压稳定输出。

图 6.5-31 所示是一个潮流能独立发电控制系统原理图,该系统由水轮机、增速器、发电机、整流及滤波装置、充电控制装置、蓄电池组、三相逆变器、滤波器、变压器、电压传感器、电压传感器、控制装置等组成。当有潮流时,潮流发出的电能经过变换和处理后对外供电,同时将一部分多余的电能储存起来;当无潮流时,利用储存的电能对外供电。

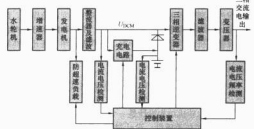


图 6.5-31 发电控制系统原理图

在目前潮流发电装置还未进入商业应用的初级阶段,发电控制系统的设计借助于成熟的小水电和风力发电的电力工

程方案是现实的。

除了电能变换之外,潮流发电装置的系统监测是非常重要的设计内容,称为监测系统。主要包括海域环境(潮位、流速、风、浪)参数、机械设备(温度、湿度、压力、转动、密封等)参数和电力设备参数的检测与信号传输,使发电系统的运行状况得到实时监测、分析和自动控制状态。

4.6 输变电系统设计

潮流能发电系统输出的电压和频率都随转速的变化而变化,必须经过输变电系统进行变换和处理,才能满足并网要求。潮流发电系统的输变电系统设计主要包括以下关键技术:

- (1) 系统长期工作的稳定性技术。潮流能发电系统只有具备长期稳定工作的能力,才具备市场竞争力。提高系统长期工作稳定性的措施主要有:
 - 1) 优化控制电路设计。
 - 2) 提高系统电磁兼容性。输变电系统是典型的电力电子系统,该系统始终处于大电流、脉冲工作状态,这种工作状态对控制电路具有极强的干扰作用。因此,系统的控制电路必须具有良好的抗电磁干扰性,才能保证长期稳定工作。
- (2) 系统保护技术。由于电力电子器件的承受过电流过电压的能力很弱,就有可能造成永久性的损坏,必须采取实时的快速过电流、过电压的保护技术。

潮流能发电系统运行过程中,存在用户负载短路、人为短路、事故短路等故障,因此系统必须设置过载保护断路器。

若负载过轻,则水轮机易出现超速现象,从而使发电机的输出电压过高,因此系统还需采取超速保护措施。

(3) 直流电压大范围变化情况下的输出电压稳压技术。由于潮流的变化范围较大,系统直流的电压变化也较大,因此需采取稳压措施。

(4) 蓄电池组的充放电技术。

5 潮流发电系统的运行与维护

潮流发电系统运行与维护的主要任务是保证设备的完好,提高发电机电系统设备的利用率和供电的可靠性。目前尚无成形的潮流电站维护标准,可参照风电系统相关手册和规程。

5.1 运行

潮流发电系统的运行工作包括潮流发电机组和送变电设施的运行。

潮流发电机组日常运行的工作,主要是通过控制室的计算机监测潮流发电机组的运行状态和参数变化,做好运行记录。发现异常状态时,根据实际情况采取相应的处理措施。当气象条件异常时,根据运行规程采取相应处理措施。

5.2 维护

电站系统的维护包括例行检查和故障处理。

(1) 例行检查。可分为电气部分和机械部分两大部分。特别需要注意以下两点:

- 1) 叶片的定时清理和修补。海水沉积腐蚀对叶片的危害要比风力机大得多,必须定期清理沉积物,修补叶片受损部分,保证叶轮的水动力性能,保证系统效率。
- 2) 密封。除叶轮和轴密封系统外,电站的水下部分都密封在载体内,不能有渗漏,漂浮式载体装有排水系统,载体少量进水时可以排出。座海底式载体在水下无法安排排水系

统,水压较大,对于密封的要求更高。因此要在载体内安装渗漏监控设备,定时更换密封部件。

在设计初期就要考虑电站的维护问题,预留维护用的设备通道等。考虑到经济性,例行检查以每季度停机检查一次,每年上岸大修一次为宜。

(2)故障处理。发电机组的监控系统要时时监控系统运行情况,获取各项参数记录和动作记录,一旦发生故障,需及时处理,紧急事故时要立即停机操作,并认真做好故障处理记录。

6 潮流发电装置评估

6.1 潮流能发电装置的技术评价

潮流能发电装置的技术衡量指标主要有:

- (1) 装机容量。
- (2) 最大能量利用率系数。
- (3) 起动流速。
- (4) 工作流速范围。
- (5) 输出电压、频率。
- (6) 抗风浪能力。
- (7) 工作寿命。

6.2 潮流能发电装置的经济性分析

发电成本 C (元/kWh) 可表示为

$$C = \frac{A+M}{E_c \times 10^{-4}} \quad (6.5-38)$$

式中: E_c ——年发电量, kWh;

M ——年运行维护费用, 万元;

A ——年项目投资等值折旧, 万元。

年项目投资等值折旧费 A 可根据平均年限法计算

$$A = \frac{P-F}{n} \quad (6.5-39)$$

式中: P ——固定资产投资总额, 万元;

F ——固定资产净残值, 万元;

n ——折旧年限, 年。

7 国内外潮流发电站简介

目前,欧美一些发达国家的潮流能发电系统的研发技术已有很好的基础,在技术开发的同时进行商业化技术示范,潮流能研发公司如雨后春笋般出现。已建成的海上潮流电站主要有英国 SeaFlow 300kW 级电站、挪威 Hammerfest 300kW 级电站、意大利 KOBOLD 130kW 级电站、韩国的 500kW 级电站,进行海上测试运行。下面对几个国家的典型潮流发电装置进行简要介绍。

7.1 英国 SeaFlow 和 SeaGen 潮流发电站

英国 MCT 公司分三个阶段发展潮流能发电技术。第一阶段 SeaFlow 项目,由英国工贸部 (DTI) 和欧盟资助 350 万英镑,在 Devon 郡附近离 Lynmouth 岸 3km 的 Bristol 水道研建一座 300kW 的 MCT 潮流能示范装置。该装置由单钢管桩和可上下运动的机架组成,以便于水轮机机组提升到水面上维修,如图 6.5-32 所示。2003 年 5 月 30 日 SeaFlow 潮流电站首次运行。该装置没有并网,发出的电能由电热器消耗,叶片由 Southampton 大学设计。第二阶段 SeaGen 项目投资 600 万英镑,2006 年获准在北爱尔兰 (Northern Ireland) 的 Strangford Lough 安装总容量 1.2MW 的单桩双转子潮流发电装置,并网发电,以证实技术的商业应用。2008



图 6.5-32 SeaFlow 300kW 潮流发电示范装置

年底已经完成机组安装,SeaGen 装置将实现并网运行和验证机组适应双向潮流特性。第三阶段,计划建设由 12 个单元组成的大于 10MW 潮流发电场 (如图 6.5-33 所示)。Seapower Scotland 及 Delta Marine 两家公司正根据 MCT 公司的技术做改进设计,以实现批量生产,并在将来向设得兰群岛 (Shetland) 电网供电。

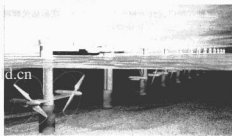


图 6.5-33 SeaGen 1.2MW 机组潮流发电场概念图

SeaFlow 潮流电站是世界上第一座 300kW 级的潮流能发电站,其主要参数如下:

水深, 30m。

桩柱直径, 2.1m。

叶轮直径, 15m。

流速为 2.7m/s 时最大设计功率, 300kW。

7.2 英国 Stingray 潮流发电站

英国的 E3 公司 (Engineering Business Ltd) 成立于 1997 年,从 2001 年起,耗资 256 万欧元研制了 150kW 振荡式 Stingray 潮流能发电装置,如图 6.5-34 所示。2002 年 9 月安

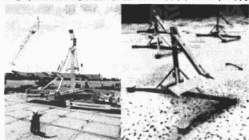


图 6.5-34 英国 Stingray 潮流能发电装置

装在 Shetlands 的 Yell Sound 开始试验, 水深 36m, 当流速为 1.5m/s 时, 在摆动的一个周期内输出峰值功率 250kW, 平均功率 90kW, 测试 1 个月中获得了大量数据; 在此基础上, 对水翼板快速摆动的控制做了改进, 于 2003 年 8 月进行了第二次为期 4 周的试验, 性能得到改进。该项目执行中得到了英国工贸部 110 万英镑的支持。第二阶段, EB 公司将投资 2200 万英镑在 Shetlands 建造 5MW 潮流发电场, 安装 10 台 “Mach II” Stingray 机组, 单机容量 500kW。

Stingray 发电机组参数如下:

总质量: 180t。

总高度: 24m。

地面距翼板中心高度: 20m。

翼板长度: 15m。

设计功率: 150kW。

7.3 英国 Polo 潮流发电站

英国爱丁堡大学 S. Salter 教授于 1998 年提出了全新的漂浮式潮流电站概念, 称为 Polo (如图 6.5-35 所示)。电站载体是一个圆形环, 圆环形载体系泊于海上, 均布的竖直叶片与圆环内的支撑机构以及叶片下方的支撑环连接而形成转子, 水流推动转子运动时驱动载体内部液压系统及电力系统发电。叶片采用了变角度方案, 最大能量利用系数可达到 4.5 以上。该电站主要的特点是: 技术方案与性能先进, 叶轮没有主轴, 可以设计为超大型发电装置。在苏格兰政府和公司的支持下, 2006 年开始建造一台 10m 直径的试验原型机。试验成功后, 推广前景十分诱人。

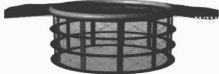


图 6.5-35 Polo 装置概念图

图示 Polo 装置的主要参数如下:

总质量: 600t。

叶轮直径: 50m。

叶片展长: 20m。

叶片弦长: 2m。

额定功率: 12MW (潮流流速 4m/s)。

7.4 挪威 Hammerfest Stream 潮流电站

挪威的 Hammerfest Stream AS 联合 ABB 和 Rolls-Royce 等 4 家公司研制了一台 300kW 座海底潮流发电装置, 如图 6.5-36 所示。该装置沉没于水下工作, 采用三脚架支撑结构, 水平轴架式水轮机有 3 个玻璃钢-强化塑料制成的叶片, 耗资 690 万英镑。这是世界上第一个 300kW 级并网型潮流电站, 2003 年 9 月安装在 Kval Sound 海区, 开始发电试验。该公司下一阶段计划研制叶片长度为 20m 的 700kW 机组, 2010 年在 Kval Sound 建成 300MW 的潮流发电场。

图示装置的主要参数如下:

结构质量: 120t。

三脚架重力压载: 10m。

叶片长度: 20m。

叶片数量: 3。

额定功率: 300kW。



图 6.5-36 挪威 Hammerfest Stream 潮流电站



7.5 意大利 Kobold 潮流发电站

意大利的 Kobold 潮流发电站是基于 ENERMER 能源计划, 由 PdA (Ponte di Archimede SpA) 公司联合那不勒斯大学研制的[参见图 6.5-37, 图 6.5-23(b)]。该装置采用圆形漂浮式载体、4 个重力锚系泊固定和可变角直叶片立轴水轮机技术方案, 水轮机结构简单可靠。2002 年初电站安装于西西里海峡的 Messina 水道测试运行, 离岸约 150m, 当流速为 1.8m/s 时发电 25kW, 发出的电力由电站载体上的照明灯消耗。Kobold 电站后来又进行了两次改进, 一是将电力通过海底电缆输送上岸, 实现了并网; 二是在载体上方安装了 6kW 的太阳能发电系统, 实现了潮流能与太阳能互补发电。2005 年 PdA 公司获得了联合国工业发展组织 (UNIDO) 的支持, 与我国合作正在中国、印度尼西亚和菲律宾各建一个示范电站, 进行技术示范验证。Kobold 潮流电站是世界上第一个实现潮流能—太阳能互补并网发电的漂浮式潮流试验电站。



图 6.5-37 意大利 Kobold 潮流发电站

电站主要参数如下:

载体型深: 2.5m。

载体直径: 10m。

载体吃水: 1.5m。

水轮机直径: 6m。

叶片展长: 5m。

叶片弦长: 0.4m。
叶片数量: 3个。
设计功率: 130kW。

7.6 韩国 GHT 潮流发电站

韩国在政府和工业界的支持下, 从 2000 年到 2010 年分两个阶段投资 2480 万美元在南部海域建造装机 500MW 的潮流能商业电站, 2007 年在 Uldolmok 水道完成 1MW 装机。韩国引进美国专利 Gorlov 三叶立轴螺旋形固定叶片水轮机技术, 由网状塔架结构支撑, 图 6.5-38 所示现场右侧为直径为 1m 的试验机, 左侧为 500kW 的机组。



图 6.5-38 韩国 GHT 潮流发电站

7.7 中国“万向”潮流发电站

哈尔滨工程大学从 1982 年开始研究潮流能利用理论与技术, 在国家科技部、地方政府和万向集团的支持下研制了“万向 I、II”潮流发电试验装置。

“万向 I” 70kW 潮流试验电站 (如图 6.5-39 所示) 为漂浮结构形式, 2002 年 1 月完成建造安装于浙江省岱山县龟山水道, 水深 40~70m, 离岸 100m, 进行了海上试验。载体为双鸭首式船型, 搭载水轮机、发电装置和控制系统; 锚泊系统包括 4 只重力锚块、锚链和浮筒组成; 水轮机采用立轴可调角直叶片摆线式双转子机型, 水轮机主轴输出端安装液压及控制系统进行调速, 将机械能转换为稳定的压力能



图 6.5-39 “万向 I” 70kW 漂浮式潮流发电站 (中国, 2002)

和稳定的输出转动, 带动发电机工作, 具有蓄电池充电控制、并网控制和相关的保护功能。“万向 I” 和 Kobold 电站于同一时期建成, 是世界上第一个漂浮式潮流能试验电站。

“万向 I” 电站主要参数如下:

载体长度: 18m。
载体宽度: 9m。
载体型深: 2.25m。
载体吃水: 0.75m。
锚块质量: $4 \times 36t$ 。
转子直径: 2.2m。
叶片展长: 2.5m。
叶片弦长: 0.65m。
叶片数量: 2×4 个。
工作流速: $(1.6 \sim 4.0) m/s$ 。
设计功率: 70kW。

“万向 II” 40kW 潮流试验电站为座海底结构形式, 2005 年 12 月建于岱山县高亭镇与对港山之间的潮流水道中 (如图 6.5-40 所示)。该装置是一个独立供电系统, 采用了可变角直叶片立轴 H 形双转子水轮机。载体呈双导流箱形, 由机舱、浮箱、导流罩、沉箱和支腿构成, 机械增速系统与发电机组密封于机舱中, 电站沉没于水下坐在海底上运行发电, 避免了潮流发动机组受强台风袭击的问题。电力通过海底电缆输送到岸上, 经电能变换与控制等系统稳频稳压和储能供岸上灯塔照明。电站具有下潜和上浮功能便于安装维护。



图 6.5-40 “万向 II” 40kW 座底式潮流发电站 (中国, 2005)

“万向 II” 是世界上第一个座海底立轴水轮机式海上潮流试验电站, 为设计水下潮流发电机组积累了技术和工程实践经验。主要参数如下:

质量: 61t。
载体尺寸: $7.6m \times 7.6m \times 5.0m$ 。
转子直径: 2.5m。
叶片展长: 2.5m。
叶片弦长: 0.33m。
叶片数量: 2×3 。
设计功率: 40kW。

第6章 温差能

1 海水温差能的特性

温差能是指海洋表层和深层海水之间温差的热能,其能量与温差的大小和热交换水量成正比。温差能具有如下特性:

(1) 蕴藏量大,可再生。海洋温差能实质是蕴藏的太阳能,世界上蕴藏海洋热能资源的海域面积达 6000 万 m^2 ,海水温差能的理论储量高达 100 亿 kW,并且是一种稳定的可再生的清洁能源。

(2) 能量稳定。海水温差能 24h 不间断,昼夜波动小,不像太阳能、潮汐能和海浪能那样具有间歇性,只稍有季节性的变化,因此海水温差能相对较稳定。

(3) 能流的分布不均、密度低。大洋表面层与 500~1000m 深层之间的较大温差仅 20℃ 左右,冷热海水的温差小,循环效率低。

(4) 能量转换系统(海水温差发电机组)的设置点主要依赖于海洋气象环境和海底地形等因素,因此必须充分检测海域环境。

(5) 海水为电解质,具有腐蚀性,而且海水中含有许多微生物。

海洋温差能直接利用储存在海洋中的热能,不消耗燃料,不排放污染物,且储存在海洋中的能量随时可用。不仅可以用来发电,缓解能源短缺的现状,还可以进行海水淡化和海水养殖等各种综合利用开发。海洋温差能作为一种战略能源,从技术及经济上的可行性、可持续发展的能源资源以及地球环境的生态平衡等方面分析,将会得到进一步的发展,并将与海洋开发综合实施,建立海上独立生存空间和工业基地,开发海洋温差能具有重要意义。

1.1 海水温差能产生的原因

温差能实际上是太阳能的一种存在形式。据计算,太阳辐射到地球大气最高层上的总能量相当于 170 万亿多 kW,除去被地球大气层反射出去的 52 万亿 kW,通过大气层时被大气层吸收 40 万亿 kW,太阳辐射到地球表面的能量相当于 80 万亿 kW,平均每平方米从太阳接受的能量有 1kW 左右,而海洋面积占地球总面积的 71%,则一年内海洋从太阳得到的能量达 56 万亿 kW 左右,因此可以说海洋是地球上一个巨大的太阳能集热和蓄热器。由太阳投射到地球表面的太阳能大部分被海水吸收,使海洋表层水温升高。另一方面,接近冰点的海水大面积地在不到 1000m 的深度从极地缓慢地流向赤道(如图 6.6-1 所示)。由于海水的导热系



图 6.6-1 海洋温差能的形成

数较小,特别是海水在纵深方向的运动比水平方向要小得多,这样,表面热能难以传到深层,在许多热带或亚热带海域终年形成了 20℃ 以上的垂直海水温差。

利用这一温差可以实现热力循环并发电。除了发电之外,基于温差能装置可以建立海上独立生存空间并作为海上发电厂、海水淡化厂或海洋采矿、海上城市或海洋牧场的支持系统。

1.2 海水温差能资源特点

太阳的辐射热随着纬度的变化有强有弱,因而海水的温度随纬度的变化而变化,纬度越低,水温越高;纬度越高,水温越低。海水温度也随水深而变化,一般深海大致可分为三层,如图 6.6-2 所示。第一层称为表层海水,该层海水因吸收太阳光的热能和受到风浪的影响,使海水混合,这一层海水温度变化较小,其温度约为 26.7℃ 左右。该层能及深度通常为 100~200m,在海面混合作用下,形成一个等温的海水混合层。混合层以下称为主温跃层,该层海水温度随深度的增加而降低。在中纬度地区,主温跃层大约处在 500~1000m 的水层中。第三层在 1000m 以下,深层海水的温度随着深度的增加而缓慢降低,该层海水因受到从极圈流来的冰水的影响,温度降低为 4℃ 左右。3000m 以下的海水,其温度可达 -1~-2℃。由于地球热带海面的热海水流向较冷的两极,而两极的冰融化后形成的冷海水又厚又重,下沉并流到热带海洋的深层,形成上面热而向下逐渐变冷的温度分布。海洋热能以这种温差的形式存在于海洋中,这个垂直的温差就是一个可供利用的巨大能源。

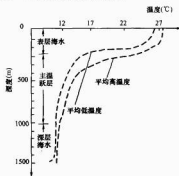


图 6.6-2 海水温度变化

表层海水的温度,随地点的不同而不同,且有一定的分布规律,它直接与投射到海面上的太阳辐射分布有关。从赤道附近到中纬度地区,再到两极地区,情况差别很大,如图 6.6-3 所示。从统计资料看,20°S~20°N,大部分热带和亚热带海区海水表层(深 130m 左右)的温度常年在 25~29℃,波斯湾和红海由于被炎热的陆地包围,其海面水温可高达 35℃。

从理论上说,冷热水的温差在 16.6℃ 即可发电,但实际应用中一般都在 20℃ 以上,这是热能转换所需要的最小



图 6.6-3 世界海水表层与 1000m 深处海水的温差分布 (数字为温度, $^{\circ}\text{C}$)

温差。另外,海洋热能资源丰富的海区都很遥远,而且根据热力学定律,海洋热能提取技术的效率很低,因此可利用的能量是非常小的。即使这样,海洋热能的潜力仍相当可观,许多具有最大温度梯度的海区都位于发展中国家的海域,可为这些国家就地提供能源。

根据我国海洋水温测量资料数据,我国海域的温差能 99% 在南海。我国南海海域辽阔,平均水深在 1212m,水深大于 800m 的海域约 140 万~150 万平方公里,南海的海槽与海沟都分布在东部岛屿不远的地方。南海地北回归线以南,属典型的热带海洋气候,太阳辐射强烈,表层水温平均在 26°C 以上,而 500~800m 以下的深层水温常年保持在 5°C 以下,表深层水温差在 $20\sim 24^{\circ}\text{C}$,蕴藏着丰富的温差能资源。据初步计算,南海温差能资源理论蕴藏量约为 $1.3 \times 10^{18} \text{ kJ}$,实际可供利用的资源潜力装机容量约为 33GW。图 6.6-4 所示为我国南海水深分布图,图中数字为深度, m; 图 6.6-5 所示为我国东海、南海水温分布图中数字为温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

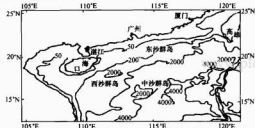


图 6.6-4 中国南海水深分布图

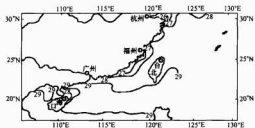


图 6.6-5 中国东海、南海水温分布图

我国台湾岛以东海域是狭窄的岛缘陆架,陆架外侧是陡窄的大陆坡直插入海沟或洋底。此处的大陆架很窄,大陆坡较陡,距岸不远处即为水深超过 3000m 的深海盆,其表层水温全年在 $24\sim 28^{\circ}\text{C}$, 500~800m 以下的深层水温在 5°C 以下,全年水温差 $20\sim 24^{\circ}\text{C}$,是适宜开发海水温差能的天然场所。据台湾电力专家估计,该区域温差能资源蕴藏量约为 $2.16 \times 10^{14} \text{ kJ}$ 。

我国温差能资源蕴藏量大,在各类海洋能资源中占居首位,这些资源主要分布在南海和台湾以东海域,尤其是南海中部的西沙群岛海域和台湾以东海区,具有日照强烈、温差大且稳定、全年可开发利用、冷水层离岸距离小、近岸海底

地形陡峭等优点,开发利用条件良好,可作为我国温差能资源的先期开发区。

2 温差能转换原理

海洋能利用的关键环节是能量转换,不同形式的海洋能,其转换技术原理和装置也不同。海水温差发电技术是以海洋受太阳能加热的表层海水 ($25\sim 28^{\circ}\text{C}$) 作高温热源,以 500~1000m 深处的海水 ($4\sim 7^{\circ}\text{C}$) 作低温热源,利用海洋表层海水与底层冷水间的温差差,用热机组成热力循环系统进行发电的,现在人们把它称为海洋热能转换技术 (Ocean Thermal Energy Conversion, OTEC)。

海洋热能转换基本过程如图 6.6-6 所示,借助流经涡轮机的工作介质,发电机便可利用大洋中垂直方向上的温度差来发电。图 6.6-6 中,工作介质是氨,图中还示出了海洋热能转换资源区典型的垂直温度剖面。只要温差保持在 20°C 左右,海洋温差发电就能运转,温差越大,发电率越高。热带海区表层海水与深层海水间存在较大的温差,因此是开发海洋热能资源的最佳场所。

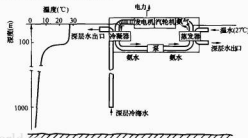


图 6.6-6 海洋热能转换的基本过程

在大部分热带海区,海面与 1000m 深处分布在 90 多个国家和地区的距岸 200mile (mile, 英里, 英制单位, 1mile=1609.344m) 以内的海域。如果在墨西哥湾建一座 400MW 的海洋温差电站,发出的电可供 6 万户家庭使用,每年可节省 200 万 t 煤或 600 桶石油。建造这样一座电站需要使用直径 30m 的冷水取水管道 1000m,氨或其他适宜的工作介质 250 万 gal (gal, 加仑, 英制单位, 1gal=4.546L),以及数百千米长的热交换器管道。为了加热和冷却工作介质,海水必须在管内连续流动,其流量约等于美国密西西比河平均流量的 20%。这种温差发电系统要在海洋环境中放置 25 年以上,因此会受到海洋生物附着、海水腐蚀及环境应力的影响。

3 温差发电装置

3.1 温差发电技术

海水温差能的利用是将热能转为机械能后,再转换为电能。热能转换为机械能采取热力循环法,根据所用工质及流程的不同,一般可分为开式循环、闭式循环和混合式循环,目前接近实用化的是闭式循环方式。

海水温差发电热循环过程 (兰肯循环) 的温焓图如图 6.6-7 所示,此循环由工质被温海水

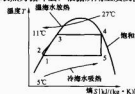


图 6.6-7 热循环过程温焓图

加热成蒸气的过程(2—3—4),工质蒸气膨胀做功的过程(4—5),乏气被冷海水冷凝成液态的过程(5—1),液态工质用泵加压的过程(1—2)所组成。在此循环过程中,利用工质的气相和液相的相变,从蒸气的焓中得到有效功(机械能)。

海洋热能发电在理论上的最大转换效率是相当低的,因为热源的温度差为20℃左右,所以饱和蒸气保持原来的状态进入汽轮机。兰肯循环效率为卡诺效率的95%以上,彼此之间几乎没有差别。

根据卡诺循环效率公式 $\eta = 1 - T_2/T_1$, 其中 T_2 为低温热源, T_1 为高温热源, 以表层水温20℃计算, 温差为20℃时, 卡诺效率 $\eta = 20/(273+20) = 20/293 \approx 6.8\%$, 温差27℃时 $\eta = 27/(273+20) = 27/293 \approx 9.2\%$ 。总温差差可分为工质向海水夺热的温度差(即海水传热给工质)和做有效功的温度差两种。假如前者增加, 那么做有效功的温度差便会随之减小, 于是就可以减小传热面积, 降低建设费用C。反之, 假如增加做有效功的温度差, 那么就可以使发电功率P增大。要降低单位功率的成本C/P值, 就要考虑如何分配总温差的问题。根据传热面性能等计算结果表明, 做有效功的温度差占总温差差的50%~60%。因此, 效率约为上述卡诺循环效率的1/2, 即3.4%, 加上辅助负荷后(如泵吸等), 获得的效率在2.5%~4%之间。

这一循环涉及传热面的蒸发、冷凝和海水热传递问题。20世纪70年代以来, 美国、日本和西欧、北欧诸国, 对海洋能利用进行了大量工作, 由基础研究、各式电站的设计直到部件和整机的实验室试验和海上试验, 研制几乎集中在闭式循环发电系统上。除了闭式循环发电技术接近于成熟之外, 其他利用海洋热能的方式还在研究中, 包括开式循环发电、雾状流和泡沫提水循环等。

3.1.1 开式循环发电系统

开式循环发电系统, 又称为克劳德循环发电系统, 或闪蒸法和扩容法。该系统主要由真空泵、冷水泵、温水泵、冷凝器、蒸发器、汽轮机—发电机组等部分组成, 其原理如图6.6-8所示。

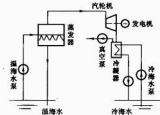


图 6.6-8 开式循环发电系统原理示意图

在开式循环发电系统中, 真空泵将系统内抽到一定真空, 启动海水泵把表层的温海水抽入蒸发器, 由于系统内已保持有一定的真空度, 所以温海水就在蒸发器内沸腾蒸发, 变为蒸汽, 蒸汽经管道由喷嘴喷出推动汽轮机运转, 带动发电机发电。从汽轮机排出的低压蒸汽进入冷凝器, 被由冷水泵从深层海水中抽上来的冷海水所冷却, 重新凝结为水, 并排入海中。在该系统中作为工质的海水, 由泵吸入蒸发器蒸发, 最后排回大海, 并未循环利用, 故该工作系统称为开式循环系统。

在开式循环发电系统中, 经冷凝器排出的冷凝水基本上是去盐水, 可以作为淡水供应, 但因以海水作工作流体和介质, 蒸发器与冷凝器之间的压力非常小, 水在海洋热能温度

条件下饱和压力极低(约0.01~0.03MPa), 其饱和蒸汽比容巨大(达100m³/kg), 单位容积流量比功率很小。因此必须充分注意管道等的压力损耗, 同时为了获得预期的输出功率, 开式循环系统在高真空中工作, 必须使用极大的涡轮机(可以和风力涡轮机相比)。此外, 由于开路循环系统使用低压水蒸气, 在系统内漏入大量的空气, 因此还要用除气器把溶解在海水中的气体去掉。为了除去空气, 真空泵要消耗很大的电力。除漏入系统的不凝性气体及设计制造巨大的低压涡轮机是开式系统的特有难题。

美国凯洛格公司纳在1994年所建的K-OTEC项目属于此类装置, 中国科学院广州能源研究所对开式循环过程进行了实验室研究, 建造了两座容量分别为10W和60W的试验台。

3.1.2 闭式循环发电系统

闭式循环发电系统, 又称为兰肯循环发电系统, 或中介质法。该系统主要由冷水泵、温水泵、冷凝器、蒸发器、工质泵、汽轮机—发电机组等部分组成。该系统不以海水而采用一些低沸点的物质(如丙烷、异丁烷、氟利昂、氨等)作为工作介质, 在闭合回路内丙烷、氨等低沸点工质反复进行蒸发、膨胀、冷凝。因为系统使用低沸点的工作介质, 蒸汽的工作压力得到提高。其原理如图6.6-9所示。

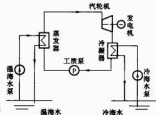


图 6.6-9 闭式循环发电系统原理示意图

系统工作时, 温水泵把表层温海水抽上送往蒸发器, 通过蒸发器内的盘管把一部分热量传递给低沸点的工作介质(例如丙烷、氨等), 低沸点工作介质从温海水吸收足够的热量后, 开始沸腾并变为蒸汽(氨气压力约为 9.5×10^4 Pa), 产生的蒸汽经过涡轮机的叶片通道, 膨胀做功, 驱动汽轮机发电。而从涡轮机排出的低压蒸汽回到冷凝器, 被冷水泵抽上来的深层冷海水冷却后重新变为液态, 用工质泵把冷凝器中的液态工作介质重新泵入蒸发器, 以供循环利用。

闭式循环发电系统具有如下优点:

- (1) 工质在海洋热能的温度下具有高于大气压的饱和压力, 蒸汽密度大, 单位容积流量比功率大。系统在正压下工作, 可采用小型涡轮机, 整套装置可以实现小型化。
- (2) 海水不用脱气, 免除了这一部分动力需求。

其缺点是: 海水与工质之间需要二次换热, 减少了可利用的温差; 因为蒸发器和冷凝器采用表面式换热器, 导致这一部分体积巨大, 金属消耗量大, 维护困难。

闭式循环发电系统的工作介质要根据发电条件(涡轮机条件、热交换条件)以及环境条件等来决定。现在已用氨、氟利昂、丙烷等工作流体, 其中氨在经济性和热传导等方面有突出优点, 很有竞争力, 但在管路安装方面还存在一些问题。

美国夏威夷于1981年建立的OTEC装置及日本德之岛1984年建立的Tokonashi装置均采用了这种技术。

3.1.3 混合循环发电

混合循环发电系统是在闭式循环发电系统的基础上结合开式循环改造而成的。混合式循环发电系统有两种形式, 如图6.6-10所示。

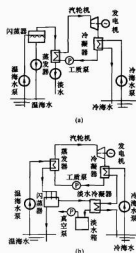


图 6.6-10 混合式循环系统
(a) 系统 (a); (b) 系统 (b)

图 6.6-10 (a) 所示系统中，热能首先用于生产淡水，然后才用于发电。温海水先闪蒸，闪蒸出来的蒸汽在蒸发器内加热工质的同时被冷凝为淡水。其优点是蒸发器内工质采用蒸汽加热，换热系数较高，可使换热面积减少，且淡水产量较高；缺点是闪蒸系统需要脱气，且存在二次换热，闭路系统有效利用温差较低。

图 6.6-10 (b) 所示系统则利用热能最大限度地进行发电，然后进行海水淡化。温海水通过蒸发器加热工质，然后在闪蒸罐内闪蒸，闪蒸出来的蒸汽用冷凝器出来的冷海水冷凝。其优点是没有影响发电系统的有效温差，而且可以根据需要调节进入闪蒸罐的海水流量，从而控制淡水产量；缺点是图 6.6-10 (a) 所示系统相比，系统较复杂，需配备淡水冷凝器。

总的来说，混合循环发电系统综合了开式循环和闭式循环的优点，既可以发电，又可生产淡水。用温海水蒸发出来的低压蒸汽来加热低沸点工质，这减少了蒸发器的体积，节省了材料，便于维护，但是系统较复杂，系统初期投资较大。

3.1.4 其他技术

1977 年美国 S. L. Ridgway 等人提出了“雾滴提升循环”的方法，这种方法的原理是利用表层和深层海水之间的温差所产生的焓降来提高海水的位能，然后再利用水轮机发电。据计算，温度从 20℃ 降到 7℃ 时，海水所释放的热量可将海水提升到 125m 的高度。该方法不用低温介质，也不需汽轮机，而是采用多微孔（约 0.1μm 孔径）组成的雾化器，用海洋温水作热源，一小部分水在雾化器中被蒸发，大部分水成雾状，于是气液两相在底部和顶部的压差下，由提升管慢慢被提升到顶部的冷凝器，再由深海的冷水进行喷淋冷却，被冷却的水以其势能推动水轮机旋转，带动发电机发电。这样用水泡、水雾和泡沫的方法把温差转变为水头，以水轮机替代兰肯循环的汽轮机，可以大大减小系统的尺寸，简化设备，并提高温差能量密度，其原理如图 6.6-11 所示。该方法的关键是提升管的效率，要提高提升的高度，才能获得足够的势能以推动水轮机。

1985 年中国科学院广州能源研究所开始对温差利用中的“雾滴提升循环”方法进行研究，1989 年，该所在实验

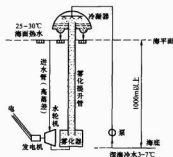


图 6.6-11 雾滴提升循环原理图

室实现了将雾滴提升到 21m 的高度记录。

3.2 海水温差电站的设计、规划与运行

3.2.1 海水温差发电装置结构

海水温差发电装置结构如下：

(1) 构成发电循环的设备：蒸发器、汽轮机—发电机（轴流式蒸汽轮机）、冷凝器、工质循环泵、工质箱、工质、辅机（控制系统、除气器、预热器、轴封回滑装置、工质净化装置及生物污染清洗装置）。

(2) 海洋结构物：海洋结构物主体、冷水取水设备（冷水取水、过滤网、冷水泵）、温水取水设备（过滤网、温水泵、取水）、电站定位设备（锚、沉块、系留索）等。表 6.6-1 给出了海水温差发电系统的构成和性能。

表 6.6-1 海水温差发电系统的构成和性能

名 称	必 要 性 能
工质	在常温下熔降大；压力大、传热大、化学稳定、价格低
热交换器（蒸发器、冷凝器）	传热系数大；温度降小（≤2℃），耐海水腐蚀性大、生物附着少、维修容易、寿命长、价格低、压力损失小
汽轮机—发电机	无泄漏密封的高效率涡轮机（7.8%）
取水管（温水侧、冷水侧）	尺寸长（>500m）、口径大（>3m）、管壁传热小（冷水上升 0.5℃ 以下），包括现场设置费在内的计划价格低，—50m 以内耐风
辅机、厂用管道	泵类（冷水、温水、工质用泵除外）、过滤网、轴封系统及其他
运转维护用电气设备	启动发电设备、控制系统、送变电设备除外
建筑、土木（陆地型）	—50m 左右水深处的耐蚀工程（陆地型）
船体（海洋型）	除耐蚀性、经济性外，作为能量变换设备（海洋型）

3.2.1.1 工质

在闭式循环中，工质的选择是一个重要环节，至于选择哪一种工质，取决于发电站设备的形状和尺寸。反过来讲，设备的材质、制造技术、费用 and 安全性，同样约束了工质的选择。在低温差发电循环中，工质要在低温下汽化，使绝热膨胀功有很高的效率，为此必须选择气体比容小，在给定温度范围内单位体积热降大，稳定、安全的低沸点物质作为工质。表 6.6-2 列出了各种工质和氨参数值的比较，由表可知，闭式循环方式最好是用氨作工质，但氨不适用高铜热交换器。

表 6.6-2 各种工质和氨相比的各参数相对值
(蒸气温度 28℃, 冷凝温度 11℃, 功率 10 kW)

工质名称	效率 (%)	流量	汽轮机叶片高度	汽轮机台数	蒸汽机管径	蒸汽机传热系数	毒性	爆炸性
R-11	6.33	6.4	22.9	9	2.9	0.68	弱	无
R-22	6.41	6.1	2.6	1	1.1	0.91	弱	无
R-113	6.27	7.5	51.2	21	4.1	0.59	弱	无
R-114	6.21	8.8	12.6	6	2.0	0.58	弱	无
R-500	6.37	6.8	7.6	2	1.2	—	弱	无
R-542	6.36	8.6	5.8	2	1.0	—	弱	无
R-21/31	6.39	6.8	8.8	2	1.3	—	弱	无
R-31/114	6.39	5.2	12.4	3	1.6	—	弱	无
丙烷	6.34	3.3	2.5	1	1.2	0.76	强	大
正丁烷	6.07	3.0	7.6	2	2.0	0.62	强	大
异丁烷	6.07	3.5	5.2	2	1.7	0.61	强	大
氨	6.42	1.0	1.0	1	1.0	1.0	强	中

3.2.1.2 热交换器 (蒸发器和冷凝器)

闭式循环系统的主要费用项目是热交换器, 蒸发器和冷凝器的费用占整个电站费用的 20%~50%。因为在低温差发电循环中, 热交换中整个温差只有 20℃左右, 由于传热温差极大的限制, 所以每单位出力需有非常大的热流量通过热交换器。这样一来, 由蒸发器和冷凝器组成的热交换器, 对设备总投资和装置的整个体积有很大影响, 与原有的热交换器相比, 要求试制传热系数大的热交换器。

热交换器传热面的热阻状态如图 6.6-12 所示, 总的传热系数 U 取决于四个因素: 水、工质、污垢和壁的热阻。其关系式如下

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_1} + \frac{1}{h_2} + \frac{1}{h_3} + \frac{1}{h_4}$$

式中下标 1、2、3、4 分别代表水、工质 (蒸发或冷凝)、壁和污垢; h 表示传热系数, 其倒数 $R=1/h$ 是热阻。

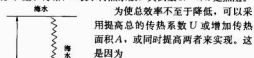


图 6.6-12 热交换器传热面的热阻状态

为使总效率不至于降低, 可以采用提高总的传热系数 U 或增加传热面积 A , 或同时提高两者来实现。这是因为

$$Q = UA\Delta T$$

式中: ΔT 为固体表面与流体的温差。

从上述公式可以看出, 传热量 Q 越大, 传热面积 A 就越大; 而总传热系数 U 越大, 就可减小传热面积 A , 就有可能使装置小型化。为了提高 U 值, 可以增大水的传热系数 h_1 , 保持壁面洁净以增大污垢传热系数 h_4 ,

并采取技术措施增大 h_2 , 系数 h_3 取决于所选热交换器传热面材料的热导性和厚度, 而材料的选择还应适应海水和工质 (如氨) 的要求。

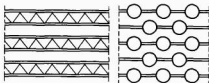
热交换器对工质侧, 对海水侧都是重要的。就工质来说, 汽轮机轴封装置如不完善, 润滑油或水分侵入, 会使工质劣化, 有导致传热面性能降低的危险。而对于海水, 则应解决污染问题, 特别是深层冷海水比表层海水的营养多几

倍, 而且 NO_3^- 、 NiO_4^{2-} 等含量也多。在海洋环境中, 热交换器露在海水中的表面有可能会聚集一层黏滑的生物积垢。这层黏膜最初由微型有机体组成, 叫作微生物积垢。如果这一层黏膜不及时除去, 较大的有机物就会附着上去, 一层锈蚀层或无机物也可能沉积在热交换器海水侧表面。积垢和腐蚀层将导致热性能降低, 必须防止或把它除掉。

几种可能的热交换器形状如图 6.6-13 所示, 美国 TRW 公司、Lockheed (洛克希德) 公司和日本设计的电站热交换器都采用多管圆筒形热交换器, 这种热交换器的传热系数比较高, 制造费用比较低, 维护操作容易, 工质的流动稳定, 比较适合于海水温差电站的大型热交换器; 但这种形式的热交换器, 管子是空心的, 管与管之间的空间大, 使得整个热交换器的体积大, 致使电站整个体积增大。



(a)



(b)

图 6.6-13 热交换器的几种可能形状

(a) 不带插件; (b) 带插件交错排列管芯

研究的板翅式热交换器原理如图 6.6-14 所示, 元件如图 6.6-15 所示。从图 6.6-15 中可以看出, 从下方进入的蒸发流体, 在传热面内蒸发, 从上方出来; 从右面进入的温水从左边出来。从元件下方流入的液体, 从 C 和 D 面上的孔穴喷出, 并碰撞在 BC 面上, 由于碰撞的结果, 使过冷的大量液体扩大到整个面, 随着液体直接供给的同时, 从板下方上升的气泡搅乱板 BE 面上的液膜。就是说, 这种板翅式蒸发器是把碰撞喷射流传热与狭空间的传热巧妙地结合了起来。此外, 如果在 $ABEF$ 面做出适当的凹凸表面, 就能使水侧的传热系数增加。

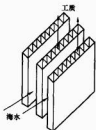


图 6.6-14 板翅式热交换器原理

对于冷凝器, 大致与蒸发器相同, 但元件有某些变化。就是说, 冷凝器一组的元件数比蒸发器少, 但蒸汽和冷却水交替相互流过的进程与原来的板翅式热交换器相同, 此时的冷凝面经过改进后如图 6.6-16 所示。

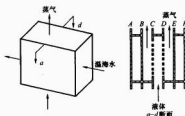


图 6.6-15 板翅式热交换器元件简图



图 6.6-16 冷凝器元件图

冷凝面经过改进后，入口的蒸汽压力降减小，由于压力降减小，蒸汽平稳地进入整个传热面，冷凝缓慢进行，而在下方的槽中全部冷凝。由于冷凝液在经过传热面途中把冷凝液分开形成排液沟，致使冷凝液流向侧面，这样一来，扩大到整个传热面，因而获得高的传热系数。另一方面，由于冷却水侧也有与冷凝面相同凹凸面，使冷却水的边界层分离而达到增大传热系数的目的。当工质采用氨时，此板翅式元件最好装入壳体内部。

在设计海水温差发电站的热交换器时，最麻烦的问题是海洋生物吸附在热交换器表面上，已知 90/10 铜镍合金或其他高铜合金能有效地防止海洋生物的吸附，但高铜合金不适合氨，而钛合金对海水完全是惰性的，适合于氨。热交换器内，可采用浸渍过磨料的海绵橡胶球进行清洗，并在系统内循环。

3.2.1.3 汽轮机、发电机、泵和保护网

发电机和泵的应用与原有的没有差别，无需重新设计，由于大量海水（每净亮瓦能量约 $4\text{ m}^3/\text{s}$ 海水）要经过冷水管抽上来，同样数量的热水也要从热水口吸入，这就需要采用重型海水泵，泵的造价大约占电站总造价的 10%。

汽轮机需采用熔降小的汽轮机，一般海水温差发电站采用轴流式单级单流汽轮机。

海水温差电站冷、热水进口处须加保护网，防止鱼类和其他有机物进入损害生物本身及电站。

3.2.1.4 冷水取水设备

由于深海冷水取水管是海水温差发电站的一个重要设备，长度达数百米（200~1000m）的大口径（内径 10~15m）管道敷设在海洋中，有关管道的材料、结构、布置等方面在技术上有许多困难要克服。冷水管是未来 OTEC 技术发展面临的极大挑战，因为海洋温差仅 20°C ，所以冷热水海水的流量要非常大才能获得所希望的功率。而为了减少海水在管内流动的压头损失，管道直径必须非常大、冷水管必须足够长，以便其入口能到达深层，尤其是陆地式系统要求冷水管长度达 2000m，才可到达 600~900m 深度。冷水管必须有足够的强度，以保证 30 年使用寿命。冷水管的保温性能也要好，以免冷海水温度升高影响热效率。

冷水管的建造，一种是漂流翻转就位法，是把管道拖到

OTEC 平台位置然后转到垂直位置；另一种和钻井方法相似，是一节一节地把管道装好，然后下放。管道放好以后就要承受海流作用的巨大应力，如果不用弹性材料做成许多节相互连接的结构，管道就可能被这种应力破坏。可选用的材料有合成橡胶、钢料、轻质混凝土和玻璃钢等。

3.2.1.5 电站的安装程序

电站的安装程序如下：

- (1) 将中央浮台、冷水管、浮筒及系泊设备中的秋千索、拖绳、横撑和转环等拖运到预定地点。
- (2) 从拖船上卸下系泊设备，悬挂于中央浮台上。
- (3) 把单系泊索串接起来，并与重力锚相连。
- (4) 将重力锚抛入海中固定；慢慢地放下冷水管，至预定水深。

电站的各部分组件放置妥当后，再从船上将电力输送至温海水及冷凝器的泵，使之启动。当表层温海水流经第一台发电组件的蒸发器时，电站即可发电，其他发电组件可用该组件产生的电力来启动，这时电站就可陆续全部运转，图 6.6-17 所示为印度洋上 1MW 浮动式发电概念图。

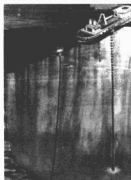


图 6.6-17 印度洋上 1MW 浮动式发电概念图

3.2.2 海水温差电站的设计、规划

海水温差电站的设计、规划和运行等各个阶段，需要重点考虑物理海洋学和海洋气象等方面因素。

在初步选择海水温差电站站址时，应测量、调查下列事项：海底地形；海水温度和海流的分布；波浪、风速、风向和潮流；地热或其他热源；水质（如盐度、溶解在海中的氧含量、酸碱度、营养物质含量、光透射度以及海底的性质等）；电站在海上的生存；对环境可能造成的影响；环境对电站设计、运行的可能影响；海上后勤以及当使用海底电缆时，电站和海岸间海底条件等。

热带海区是主要的海洋热能资源区，但是持续性信风区，有时会现出可影响大面积海域的强热带气旋和风暴，这些会严重影响电站的正常运转，因此在制定海洋温差电站的设计标准和运行规范时，必须将这一因素考虑进去。在北半球，热带气旋发生在 5~11 月，南半球则为 12 月至次年 6 月。图 6.6-18 所示为大西洋和太平洋热带气旋的年频率情况与海洋热能资源分布情况的叠合图。

选择站址时，还必须考虑物理环境及其他方面的因素。如电站排放的海水会引起混合层的温度结构发生变化，温差发电过程中形成的上升流会提高生物生产力。这种混合层温度结构的变化幅度及生物生产力的提供程度，均受混合层厚度的影响，因此混合层要厚，以保证进口水能够源源不断地得到温水。海洋温差电站附近海水的不断循环，一方面可使

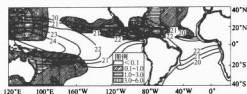


图 6.6-18 大西洋和太平洋热带气流年频率与
海洋热能资源分布的叠合图
(图中数字表示表层与 1000m 深处的年平均温差, °C)

电站进水管附近的海水得到补充, 另一方面可使电站排放的羽状流以对流的方式向外扩散。研究人员曾用瞬时羽状流模式, 研究了温差电站排放的羽状热水流的对流与扩散。图 6.6-19 给出了典型的模式试验结果, 从图中可以看出电站周围、距电站中等距离处以及远处的羽状热水流的扩散情况。模式研究表明, 在温跃层以上排放的水不会沉至温跃层下方, 在温跃层下方排放的水, 下沉深度不会超过排放点下方 50~100m。在电站附近, 当流速为 50cm/s 时, 排放的海水与周围海水混合后, 海水中排放的温海水约占 1/10。当流速为 75~100cm/s 时, 排放海水约占 1/20。在中距离区, 排放出来的海水与周围海水的混合程度及扩散速度也受流速的影响。在流速为 10cm/s 的海区, 排放出来的海水在电站下游 10km 内形成的羽状流的最大宽度为 10km, 厚为 20m。如果流速高达 100cm/s 时, 下游 10km 处羽状流的宽度则较窄, 仅为 1km。在 100km 的远处, 排放的温水与周围海水混合后在水中所占比例仅为近区的 1/10。

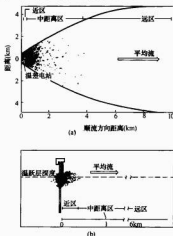
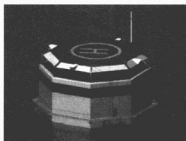


图 6.6-19 模拟的海洋温差电站羽状热水流的
顶视图和垂直截面图 (流速 100cm/s)
(a) 顶视图; (b) 垂直截面图

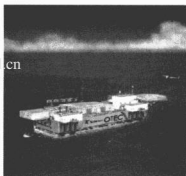
选择站址时也应考虑建站方式。利用海洋温差发电的工程设施, 按其设置位置一般分为陆地式 (如图 6.6-20 所示) 和离岸式 (如图 6.6-21 所示) 两类。陆地式电站是以滨海陆地或浅海水域为基地, 把发电机设置在海岸, 而把取水泵延伸到 500~1000m 或更深的深海处。例如 1981 年 11 月, 日本在太平洋赤道地区的琅鲁共和国修建的世界上第一座功率为 100kW 的岸式热能转换站, 即采用一条外径为 0.75m、长 1250m 的聚乙烯管深入 580m 的海底设置取水口, 这种设置形式很有发展前途。陆地式电站会受海岸地形的限制, 而



图 6.6-20 陆地式电站概念图



(a)



(b)

图 6.6-21 离岸式电站概念图
(a) 半潜水型; (b) 海上移动式

影响发电容量。离岸式电站是在深水海域设置浮式结构, 把吸水泵从船上悬挂下去, 发电机组安装在船上, 电力通过海底电缆输送, 如图 6.6-22 所示。离岸式又可分成三类, 即浮体式 (包括表面浮体式、半潜式、潜体式)、着底式和海上移动式。例如, 1979 年在美国夏威夷建成的 “mini-OTEC” 发电装置, 即安装在一艘 268t 的海军驳船上, 利用一根直径 0.6m、长 670m 的聚乙烯管垂直伸向海底吸

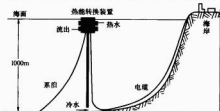


图 6.6-22 离岸式 OTEC 装置示意图

取水。离岸式电站的装机容量会遇到输电系统和能源运输上的困难。

规划海水温差发电站要考虑下列经济因素：站址的取得；产品的销售市场；建站成本；运行和维修费用；对环境的影响等。

电站需安有防漏检测系统，以确定海水渗入冷凝器，或者氨气由蒸发器泄出的位置，并防止氨气污染站内空气。万一站内空气受到氨气污染，可用换气通风设备排除氨气而通入新鲜空气。此外，在有氨液或氨气的场所应备有防毒面具。电站也须遵守航海规定，必须装设显示灯和雾笛，以便向来往船只通知电站位置，防止碰撞。

洛克希德公司设计的海水温差电站由四个动力舱组成，电站容量为 16 万 kW。设备布置剖面如图 6.6-23 所示。采用氨作工质，利用自 460m 以下深度的冷水对工质蒸气进行冷凝。在不影响电站其他部分的条件下，每个动力舱都能和中央结构分开。为了检查、清洗、修理起见，曾考虑每经两年把动力舱运往工厂的可能性。在这个时间内可换上事先检查过的其他动力舱。舱重 9350t，用钢制造。

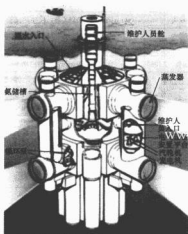


图 6.6-23 海水温差电站概念设计
主要设备布置剖面图

电站中央部分是一个长 180m，直径 76m，质量 23.5 万 t 的圆柱体。突出水面部分的直径为 18m，在其中布置电站维护人员舱和一些工作室。直升飞机场设在突出部分的顶盖上。这个部分与氨储罐均用钢制造，并设有钢筋混凝土壳，厚度为 100mm，以此来防止钢的腐蚀及偶然和船舶相撞。

每个蒸发器和冷凝器均系由 12 万个直径 51mm、管壁厚度 0.7mm 的钛管组成；水在管中的流速为 1.5~1.8m/s。热交换器的圆柱体直径为 22.2m，管长为 16m。在每个热交换器内部设置 4 台循环水泵。8 台动力舱泵的总功率为 285 万 m^3/h 。汽轮机入口气压为 $9.12 \times 10^5 \text{ Pa}$ ，出口气压为 $6.37 \times 10^5 \text{ Pa}$ 。为了从中央部分对各个动力舱供给冷水与温水，每舱各设 4 个直径 8.5m 的孔。钢筋混凝土的可伸缩的中央吸水管由 5 段组成，每段 61m，管壁厚度 480mm。上段外径为 39.4m，下段外径为 32m。保持电站在原地不动的锚重达 975t。

电站中央部分和吸水管的同心弓形部件可同时采用滑动模板方法在浮动平台上或泥泊港的驳船上制造。混凝土工厂

与制造动力舱壳体的成套设备可布置在沿岸的栈桥上，而金属结构车间和仓库则可设在岸上。

4 温差发电站

4.1 海水温差发电的优缺点

海洋能转换电站与波浪能和潮汐能电站的不同之处在于它可提供稳定的电力。如果不是维修问题，这种电站则可无限期地工作，并且适合于基本负荷发电。这种发电过程还有其好处，即能产生副产品，可以将温差发电、海水淡化、海洋种植或水产养殖等多项工作结合起来同时进行综合开发，具有非常诱人的前景。除发电以外，海洋能的综合利用途径主要有以下几方面：

(1) 海水淡化和冷水空调。在 OTEC 发电技术的开式循环系统中，25~30℃ 的海表热水在低压锅炉里沸腾产生蒸汽，一方面可带到蒸汽机发电，另一方面在深海水（5℃ 左右）的作用下重新凝结带来丰富的淡水，还可利用这种冷水制冷。美国太平洋高技术研究国际中心（PCHTR）设计了一个多功能的 1000kW 的 OTEC 系统（MP-OTEC），除发电外，估计每天可产淡水 4750m³，足够 2 万人使用，还可为一家有 300 个客房的宾馆提供冷水空调，其运行费仅为常规空调的 25%，由此使 OTEC 系统的电价降为 11~19 美分/kWh，低于海上使用化石燃料的成本（16~44 美分/kWh）。

(2) 燃料生产。从海洋能中生产燃料的途径有两种。第一种，利用 OTEC 电站排放的大量深海水富含的营养盐类来养殖海藻，再经厌氧消化产生中热值沼气，其转化率可达 80% 以上；或经发酵生产酒精、丙酮、乙醚等；或使用短临界水，将高含水量的海藻汽化产生氢气。第二种，利用海洋能产生的大量电力，以海水和空气为原料生产氨、氢或甲醇，用船把氨和氢运往陆地，作为汽车和火电厂的燃料。

(3) 发展养殖业和热带农业。温差电站运行时，水泵将深层海水抽至表层。由于深海水里氮、磷、硅等营养盐十分丰富，有利于提高海洋种植和海水养殖。据计算，一座 4 万 kW 的 OTEC 电站，其深海水流量约 800m³/s。这些深海水每年可输送约 8000t 氮到海洋表层，能增产 8 万 t 干海藻或 800t 鱼。在夏威夷，由 OTEC 派生的海水养殖业已投入 5000 万美元，用于养殖龙虾、比目鱼、海胆和海藻。夏威夷大学的科学家还提出把深海水用于发展热带农业，即在耕地下埋设春季排水管，在热带地区创造一种冷气候环境，生产草莓和其他春季谷物、花卉等。另外，由于大气中的水分在冷水表面凝结，还可产生灌溉效果。

(4) 利用电站的电力从浓缩海水中回收铀和重水，送往陆地供原子能电站使用；利用电站电力从海水中提取稀有金属，例如 Li（锂）；向海上采油工程和铀矿开采工程提供电力。

实现海洋能源综合利用，是国际上海洋能开发利用的一个重要发展趋势。图 6.6-24 为海洋能综合开发计划的一种可能的结构图。如果单纯用温差电站发电，由于将深层海水抽至表层需要大量费用，因此用这种方法出来的电成本高，无法同常规能源竞争。如果将温差发电同淡化、养鱼和种植等工作结合起来，温差发电便在经济上具有很大的吸引力，对边远的海岛来说更是如此。

当然，OTEC 对环境并不是完全无害的，泄漏的微量氨等工作液体和添加的杀菌剂都会影响深海生物，此外，大量排放的温度较高的海水也会影响局部生态环境。

30 年以上。板翅式热交换器体积小, 传热效果好, 造价低, 适合在闭式循环中采用。

(3) 采用洛伦兹循环, 有机液体涡轮机能在 $20 \sim 22^\circ\text{C}$ 温差下工作, 适合于闭式循环装置中。洛伦兹循环的 T-S 图(即温熵图)如图 6.6-25 所示, 它的热效率和输出功率均小于在温海水进口温度和冷海水进口温度下的卡诺循环(图上 T_1 和 T_4 之差), 而等于温海水进出口平均温度和冷海水进出口平均温度下的卡诺循环(图上 T_2 和 T_3 之差)。洛伦兹循环由两个等温过程和两个多变过程组成, 是变温条件下的理想循环。它和卡诺循环都是可逆循环, 但后者更接近实际。选择合适的工质, 使工质与热源温度变化保持一致且温差最小, 得到接近洛伦兹循环的实际循环。洛伦兹循环的特点是效率高且接近实际工程, 其涡轮机采用两种以上氟利昂混合物作为工质, 并以适合的换热器。

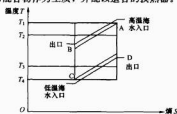


图 6.6-25 洛伦兹循环的 T-S 图

(4) 最新的海水温差发电系统——“上原循环”系统。日本佐贺大学海洋能源研究所中心的上原春男教授从 1973 年着手开发, 1994 年成功发明出一种高效热交换机, 被称为“上原循环”的新方式。其基本原理是氨和水的混合物, 通过把两个循环系统连接起来, 如图 6.6-26 所示。与原来的循环工程相比, “上原循环”热效率提高了 $50\% \sim 70\%$ 。佐贺大学海洋能源研究中心 2003 年在伊万里市完成了 30kW 复合发电装置的实际性试验。

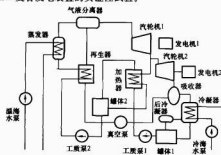


图 6.6-26 “上原循环”示意图

4.3 开式循环 OTEC 的试验设备示范工程

太平洋高技术研究国际中心 (PICHTR) 进行了蒸发器喷嘴、温海水除气、湿份分离、冷凝能力等试验研究, 在这些试验的基础上, 于 1991 年开始在美国夏威夷进行开式循环净功生产试验 (OC-OTEC) 并于 1993 年建成, 发电功率为 210kW , 扣除系统自身用电后的净输出功率为 $40 \sim 50\text{kW}$, 并可产生淡水。该结构按计划完成, 并在预算开支之内, 网上电能和淡化水亦正常生产, 到 1995 年 6 月试验运行已完成 2300h 。数据表明, OTEC 的方法对生产基本的电负荷和淡化水是可行的, 除了消除非可凝气体的真空压缩机之外, 所有的辅助系统均已满足或超过设计要求。

该试验工厂已证明低压开式循环涡轮机和真空压缩子系统的可行性。涡轮发电机在表层海水温度为 26°C 、深水温度为 2.6°C 时总的生产能量为 210kW 。在电能生产模式期间, 最高的表面温度可达 27.5°C (温度范围在 $24 \sim 28^\circ\text{C}$), 生产的总能量达 255kW 。启动电站本身用去 152kW , 并网电能为 103kW , 这是 OTEC 的世界纪录。有 10% 的蒸汽传送到表面冷凝器处用于生产淡化水。在设计条件下, 至少该蒸汽的 98% 可以冷凝成淡化水。

热交换器由蒸发器、湿雾消除器、扩散器、电能生产站的直接接触式冷凝器 (DCC) 和生产淡化水的表面冷凝器组成。在设计条件下, 要求该部件在 620kg/s 的温海水中闪蒸出 3.5kg/s 的蒸汽, 这是带动涡轮机的最少液体, 用 420kg/s 的冷海水冷凝涡轮机下游的蒸汽。

系统由两个独立系统组成。最主要和最简单的系统是提供给电站设备的电能分配系统, 该系统由线路断路器、电机控制中心、发电站所需的安全设备和仪器组成。另外一个系统是将涡轮机能量转换成电能的发电机电控系统, 该系统的主要部件是同步发电机、发电机快—安—反作用 (VAR) / 能量指数控制器、保护中继、同步化装置、负载机组和仪器。

数据获得和控制系统包括获得和记录有关的数据, 保持规定的运行条件下的仪器控制、在安全的条件下检测临界运行参数, 在不受环境条件的限制时, 发射异常环境信号、启动设备和关闭电站。

辅助系统包括将冷却水提供给真空压缩机轴承/电机冷却器、透平机润滑油冷却器, 以及荷载组合冷却器; 为清洗真空压缩机和中断透平机的运行提供高质量压缩气体的仪器; 应急透平机润滑油箱、气动阀和工具; 将淡化水从表面冷凝器中排除。

由于要求真空压缩机系统能消除从冷凝器中排出的混合低真空蒸汽和非凝汽, 在系统开始运行时, 要清理真空结构和海水管道, 在系统运行期间将消耗 40kW 以下的电能。电站运行中发现了两个主要的缺点: 一是同步发电机输出不稳定; 二是直接接触式冷凝器冷海水渗漏严重。

4.4 海水温差发电的技术难题

海水温差发电的最大困难是温差太小, 能量密度太低。温差能转换的关键是强化传热传质技术, 同时, 温差能系统的综合利用, 还是一个多学科交叉的系统工程问题。为使 OTEC 技术达到大规模商业化应用的程度, 目前各国正致力于下列技术难关的突破:

(1) 开发利用氟利昂、丙烷、氨等低沸点工质, 在冷热源温差较小条件下的发电技术; 研究低温差热质循环过程, 解决高效强化传热、低压热机组以及相应的热动力循环和海洋环境中的载荷问题。

(2) 附着在热交换器表面的海洋生物对热交换器性能的影响及其解决途径。热交换器表面容易附着生物使表面换热系数降低, 这对整个系统的经济性影响极大, 美国阿贡实验室发现, 每天进行 1h 的间断加氯, 可有效控制生物体附着。但这种方法对环境有一定影响, 因此需要寻找更合适的方法。

(3) 大量深海水在海面释放, 将维持深海浮游生物生长的营养物质带到海面, 对海洋生态系统的影响。

(4) 大面积海面温度下降及海面蒸发率降低, 对局部气候及地区渔业发展的影响。

(5) OTEC 电站的工质泄漏、发电事故可能造成的海洋

污染及其防治。

(6) 热交换器材料的高强度、耐腐蚀及轻型化要求, 及对低沸点工质的改进和替代物质。

(7) OTEC 发电技术的综合利用途径及技术经济可行性。

总之, 海水温差发电涉及耐压、绝热、防腐材料、热能利用效率等诸多问题, 目前各国仍在积极探索中。

4.5 经济与环境影响

建造一套海水温差发电设备, 需考虑到破坏海洋环境、选择工质, 以及衡量生产电力或氢气的经济性等问题, 海水温差发电除了发电外, 还可用来生产淡水和养殖鱼类, 在评价海水温差发电时, 应把电站所产生的副产品一并计入。

研究结果表明, 海洋温差电站投入商业运行后, 电站附近的海洋环境会受到一定的潜在影响, 尽管这种影响要比矿物燃料电站或核电站的影响小得多。其中主要影响来自电站大量地抽取冷水和排放用过的水, 如排放的羽状热水流造成的温度结构异常, 进水管工作时生物被吸入管内, 排放的水中营养物的重新分布和生物生产力的增加。水流卷走生物群不仅是环境问题, 同时对电站本身的运行也有不利影响, 另

外工作介质泄漏后对生物存在潜在的毒害等, 均有待进一步研究。电站会使其所在海区的温度和盐度发生变化, 这也会改变当地的生态系统, 危及珊瑚等其他生物, 同时还会影响到诸如海流、海洋温度和气候等大尺度海洋过程。

在对温差电站的基本建设投资和每千瓦时的成本进行计算后, 发现温差发电技术具有较好的经济前景。同矿物燃料电站或核电站相比, 虽然第一批建造的温差电站每千瓦时的费用要高得多, 但是今后温差电站的总成本会逐渐下降。当前海洋热能转换电站对常规能源的竞争力主要取决于它的副产品的市场及价格, 其中, 空调、海产养殖和淡化水估计将会对输出电力的单位成本起到最大的调节作用。另外, 温差电站的运行与维护保养费用低, 工作寿命长。

虽然海洋热能转换电站对环境有一定的影响, 但如果合理地选择抽吸水的位置, 这些问题是可以得到控制的。温差发电技术已经存在, 但必须进一步完善, 以便成为从生态观点来看是安全的, 从经济角度来衡量是有竞争力的技术。随着世界能源需求的日益增长和海洋能利用技术的提高, 预期会出现更多的商业化的海水温差发电装置。从长远看, 利用海洋温差发电将成为世界新能源的重要方面。

www.plcworld.cn

参考文献

- [1] (日)本间琢也, 黑木敏郎, 川武信. 海洋能源. 唐传宝, 李春明, 译. 北京: 海洋出版社, 1985.
- [2] 胡成春. 清洁能源——21 世纪的能源. 北京: 科学技术文献出版社, 1995.
- [3] 中国科学院电工研究所, 中国科学技术情报研究所. 新能源. 专题资料. 重庆: 科学技术文献出版社重庆分社, 1978.
- [4] 中国科学技术情报研究所重庆分所. 海洋能源. 重庆: 科学技术文献出版社重庆分社, 1981.
- [5] 余志. 海洋能利用的前景与开发策略建议. 科技导报(北京), 1995(9).
- [6] 颜希文. 地球上最大的太阳集热器——海洋温差能简析. 太阳能, 1998(2).
- [7] 中华人民共和国国家发展计划委员会基础产业发展司. 中国新能源与可再生能源 1999 白皮书. 北京: 中国计划出版社, 2000.
- [8] 刘奕晴, 王迅. 海洋温差能的综合利用. 太阳能, 2003(4).
- [9] 王棋, 汪东, 陈建秋. 海洋温差能发电的一种新设想. 节能与环保, 2003(5).
- [10] 李伟, 赵镇南, 王迅, 刘奕晴. 海洋温差能发电技术的现状与前景. 海洋工程, 2004(2).
- [11] 武全洋, 王桂娟. 世界海洋发电状况探析. 浙江电力, 2002(5).
- [12] 陈恩鉴. 国外海洋能研究开发的现状及展望. 新能源, 1995(1).
- [13] 刘全根. 世界海洋能开发利用状况及发展趋势. 能源工程, 1999(2).
- [14] Ocean Energy Recovery. Proceedings of the First International Conference ICOER '89 held in Honolulu, 1990.
- [15] 侍茂崇. 物理海洋学. 山东: 山东教育出版社, 2004.
- [16] 高野健山, 川合英夫, 余仁亮, 薛金声, 李玉璞, 王兆祥, 译. 物理海洋学. 北京: 科学出版社, 1985.
- [17] The exploitation of tidal marine currents, European Communitie Report EUR 16683 EN, 1996.
- [18] 叶安乐, 李凤岐. 物理海洋学. 山东: 青岛海洋大学出版社, 1992.
- [19] 苏纪兰. 中国近海水文. 北京: 海洋出版社, 2005.
- [20] Zheng Z N. The estimation of ocean tidal current energy[J]. Marine Science Bulletin, 1987, 6(4).
- [21] 王传昆. 全国沿岸农村海洋能资源区域规划内容介绍. 全国第四届海洋能学术交流会资料, 1989.
- [22] 汪鲁兵. 竖轴潮流水轮机水动力性能理论与实验研究. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学, 2005.
- [23] 贺德馨. 风工程与工业空气动力学. 北京: 国防工业出版社, 2006.
- [24] 朱典明. 摆线推进器的理论计算方法. 中国造船, 1980.
- [25] 张桂湘. 摆线式和蹼板式水轮机水动力性能计算方法研究. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学, 2002.
- [26] 马庆位. 可调角直叶片水轮机的性能研究. 哈尔滨: 哈尔滨船舶工程学院, 1984.
- [27] 张亮, 汪鲁兵, 李凤来, 张桂湘. 竖轴变角潮流发电水轮机性能预报流管模型研究. 哈尔滨工程大学学报, 2004, 25(3).
- [28] Isaacs, J.D., and Seymour, R.J. The ocean as a power resource, Int Journal of Environmental Studies, Vol. 4 (3).
- [29] Ocean Energy Conversion in Europe: Recent advancements and prospects. Centre for Renewable Energy Sources, 2006.
- [30] 李凤来, 张亮, 朱典明, 等. 70kW 潮流电站水轮机研究. 国家 863 科技报告. 哈尔滨: 哈尔滨工程大学, 2000.
- [31] 张亮, 李凤来, 罗耀华, 等. 40kW 座海底式潮流能独立发电系统研究. 国家 863 科技报告. 哈尔滨: 哈尔滨: 哈尔滨工程大学, 2005.
- [32] Takamatsu Y, Furukawa A, Okuma K, Takenouchi K. Studies on cavitation occurring on the runner blade of a darrieus-type cross-flow water turbines. JSME int. Journal, SER. II, Vol. 35, No. 1, 1992.
- [33] R. J. Templin. Aerodynamic performance theory for the NRC vertical axis wind turbine, NRC of Canada TR, LTR-LA-160, 1974.
- [34] J. H. Strickland. The Darrieus Turbine; A Performance Prediction model Using Multiple Streamtubes. Sandia Laboratory Rept. SAND 75-0431. Albuquerque, New Mexico; Sandia National Laboratories. 1975.
- [35] Ion Paraschivou. Aerodynamic Loads and Performance of the Darrieus Rotor. J. Energy, 1981, 6(6).
- [36] I. Paraschivou. Double-multiple streamtube model for studying vertical-axis wind turbines. Journal of Propulsion 1988.
- [37] I. Paraschivou and P. Desy. Aerodynamics of small-scale vertical axis wind turbines. Journal of Propulsion, 1986.
- [38] D. J. Sharpe. Wind Turbine Aerodynamics, London Freris (Ed.), Prentice Hall, Wind energy conversion system, 1990.
- [39] L. B. Wang, L. Zhang, N. D. Zeng. A Potential Flow 2-D Vortex Panel Model: Applications to the Vertical-Axis Straight-Blade Tidal Turbine. Energy Conversion and Management, Vol. 48, Feb. 2007.
- [40] Sunke, Zhangliang, Liao Kangping. Sliding Meshes Model; Applications to the Vertical-axis Straight-blade Hydroturbine. Harbin Gongcheng Daxue Xuebao/ Journal of Harbin Engineering University, 2006.
- [41] 叶航治. 风力发电机组的控制技术. 北京: 机械工业出版社, 2006.
- [42] L. Zhang, S. Salter. On the Hydrodynamic Performance of a Moment-Control Variable-Pitch Tidal-Stream Turbine. CSET/CREIA 第一届可再生能源应用高级学术研讨会论文集, 北京, 2004.
- [43] Salter S. H. Proposal for a large vertical-axis tidal-stream generator with ring-cam hydraulics, MAREC, UK, 2001.

www.plcworld.cn

第 7 篇 地 热 发 电

主编单位：中国科学院地质与地球物理研究所

中国科学院广州能源研究所

主 编：汪集旻 吴治坚 李颂哲 马伟斌 鹿忠和

编写人员：汪集旻 鹿忠和

（中国科学院地质与地球物理研究所）

www. 吴治坚 李颂哲 马伟斌 龚宇烈 邓 帅

（中国科学院广州能源研究所）

第1章 地热发电概述

地热发电是地热能利用的一个很重要方面,因为地热田一般都出露在偏远地区,而电力能够长距离输送到居民应用中心,所以它能在相当程度上抵消地热田出露地点偏僻的不利因素。同时地热电站又能在较高的负荷因数下提供极其便宜、非常可靠的基本负荷。它还不受白天晚上、季节变化、以及降雨多少等气候因素影响,能够长期稳定地保持自己的发电能力。这点比光电、风电、水电等都优越。

本章主要阐述地热发电的历史、现状,世界主要国家地热发电概况以及我国地热发电前景及其发展战略。

1 地热发电概念

地热电站的生产过程是把地热资源的热能转换为电能。由于“热能”与“电能”不是直接转换,而是先由热能转换为机械能,然后再由机械能转换为电能,因此地热发电的能量转换过程,是在各种热力设备和发电设备中共同完成的。其与火力发电所不同的是,它的热能来自地热资源,而不是通过锅炉的燃烧来产生。

地热发电的资源,有地热水、地热湿蒸汽和地热水。在这些地热流体中,还含有各种各样的矿物质和不凝气体。由于地热资源性质不同,其发电方法也不同。因此地热发电至关重要的问题,是要选择好合适的能量转换系统(或热力系统),以便合理和充分的利用地热资源。

由于冶金、化工、轻工等工业部门,在生产过程中也存在大量的各种高温余热资源,这些资源和地热资源一样,也可用于发电,且潜力很大。因此开发利用这部分余热资源,对节能工作有着重要意义。本书所讨论的各种地热发电的能量转换系统(热力系统),及电站的热力计算可为工业余热发电提供参考。

2 地热发电的历史回顾

世界上从事地热发电最早的国家是意大利,其于1904年在Larderello地热田首次利用干蒸汽发电试验成功,并于1913年建成第一台工业用的250kW地热发电机组,成为地热发电商业化的开端。1958年新西兰Wairakei地热田首次建成利用湿蒸汽发电的地热电站,开创了以水为主的地热资源用以商业规模的电力生产。而在此之前,以水为主的地热资源从来未曾大规模开发过。1959年墨西哥Pachuca地热田建成该国第一座地热电站,容量为3.5MW,采用背压式汽轮机和分离蒸汽发电,这是一种利用湿蒸汽发电的最简单的能量转换系统。1960年美国Geysers地热田建成首座地热电站,机组容量为12.5MW,此后其地热发电事业发展迅速,并长期一直处于世界领先地位。

上述四个地热发电起步较早的国家——意大利、新西兰、墨西哥和美国,到1966年总的装机容量为385.7MW。到了1969年从事地热发电的国家增至6个,新加入的有日本和前苏联,总装机容量为673.35MW。20世纪70年代后,由于发生能源危机,和大量燃烧煤炭造成的环境问题——“温室效应”,使地热发电受到重视而得到较快发展。到了1980年地热发电国家已增至13个,其中包括中国,总

装机容量达2885.8MW。至2000年时已有21个国家从事地热发电工作,总装机容量达7974.06MW,年发电量为49261.45GWh。

回顾100年来世界地热发电的历史,我们看到,早期地热发电进展极为缓慢,这可能是由于资源和技术方面的原因所造成。20世纪60年代以后,许多有地热资源的国家开始建造地热电站,因此有了较快发展。与此同时,用以发电的地热资源,除干蒸汽外,还有地热湿蒸汽和地热水也用以发电。由此也产生了与之相适应的各种地热发电的能量转换系统,以便有效地利用各种地热资源。由于地热发电的主机是汽轮机,所用工质是蒸汽,因此用以发电的各种地热流体最后必须以干蒸汽状态进入汽轮机,以进行热功转换。从这个意义上讲,在各种能量转换系统中,地热干蒸汽发电是最简单的发电系统(包括背压式及凝汽式两种);对地热湿蒸汽发电,基本的能量转换系统有:从湿蒸汽中将汽水分离,然后用分离蒸汽发电;还有一种是把分离出来的地热水也用以发电,方法是采用闪蒸系统,即将热水在闪蒸器中降压闪蒸产生部分低压蒸汽,然后用以发电。地热水发电还有另一种能量转换系统,即利用地热水对低沸点工质加热,使之变成蒸汽,然后利用低沸点工质蒸汽来发电,即所谓“双工质循环地热发电系统”。

上述这些地热发电的能量转换系统,还可根据地热资源的不同情况,组成各种新的系统,而且它们将随着地热发电技术的发展而发展。

3 地热发电的现状

据2005年土耳其世界地热大会发表的报告(Ruggiero Bertani, 2005),目前从事地热发电的国家已有24个,总装机容量为8912MW,年发电量为56798GWh(见表7.1-1)。与2000年相比,总装机容量增加12%;2003年是世界地热发电最好的一年,它提供的年发电量为57000GWh,比2000年增加15%。在世界地热发电总装机容量中,以美国居首位,为2544MW(占28.5%),我国为28MW,排名第15位。

表 7.1-1 世界各国地热发电装机容量及电能生产

国家	装机容量 MW	运行容量 MW	年发电量 GWh/年	机组数 台	占国家容量 %	占国家能量 %
澳大利亚	0.2	0.1	0.5	1	忽略	忽略
奥地利	1	1	3.2	2	忽略	忽略
中国	28	19	95.7	13	忽略	忽略
哥斯达黎加	163	163	1145	5	8.4	15
萨尔瓦多	151	119	967	5	14	24
埃塞俄比亚	7	7	N/a ^①	1	1	N/a
法国	15	15	102	2	9 Guadeloupe 岛	9 Guadeloupe 岛

续表

国家	装机容量 MW	运行容量 MW	年发电量 GWh/年	机组数 台	占国家容量 %	占国家能量 %
德国	0.2	0.2	1.5	1	忽略	忽略
危地马拉	3.3	29	212	8	1.7	3
冰岛	202	202	1406	19	13.7	16.6
印度尼西亚	797	838	6085	15	2.2	6.7
意大利	790	699	5340	32	1.0	1.9
日本	535	530	3467	19	0.2	0.3
肯尼亚	127	127	1088	8	11.2	19.2
墨西哥	953	953	6282	36	2.2	3.1
新西兰	435	403	2774	33	5.5	7.1
尼加拉瓜	77	38	270.7	3	11.2	9.8
巴布亚-新几内亚	6	6	17	1	10.9 Libir 岛	
菲律宾	1931	1838	9419	57	12.7	19.1
葡萄牙	16	13	90	5	25 San Miguel 岛	
俄罗斯	79	79	85	11	忽略	忽略
泰国	0.3	0.3	1.8	1	忽略	忽略
土耳其	20	18	105	1	忽略	忽略
美国	2544	1914	17 840	189	0.3	0.5
总计	8912	8010	56 798	468		

① N/a—无可靠资料。

从表 7.1-1 可看到, 目前世界地热发电已取得长足进展, 无论从参加地热发电国家的数量、装机容量、年发电量等来看, 都比前有较大发展, 但地热发电由于受到资源特性、地理位置、勘探技术以及和其他能源相竞争等多种因素制约, 目前各国地热发电在本国能源构成中, 所占比例仍然很少, 它还形成不了替代能源作用, 而只是一种战略能源, 只起到多能互补的作用。但是, 在某些发展中国家它还是占有一定地位, 如萨尔瓦多已占国家能量生产的 24%, 而菲律宾与肯尼亚亦占 19% 以上。

在世界地热发电总装机容量中, 按地热电站类型分类见表 7.1-2。

表 7.1-2 地热电站分类

电站类型	装机容量 (MW)	%
干蒸汽	2545	29
单级闪蒸	3296	37
两级闪蒸	2268	25
双工质、联合循环、混合①	685	8
背压	119	1
总计	8912	100

① 联合循环, 是指闪蒸与双工质联合循环; 混合, 是指化石燃料与地热联合使用。

从表 7.1-2 中可看出, 在世界地热电站中, 装机容量最高的是干蒸汽和单级闪蒸机组, 占总量的 2/3; 另据报道, 对单机平均容量来讲, 单级闪蒸为 26.6MW, 两级闪蒸为 34.4MW, 而干蒸汽则为 43.1MW; 干蒸汽发电最高的单机容量为 135MW (美国 Geysers 地热电站 13 号机组)。

随着世界地热发电的发展, 其能量转换系统也随着发展, 下面所列的各种能量转换系统 (热力系统), 有的在运

转, 有的还处于研究和发展阶段:

- 1) 干蒸汽 (或过热蒸汽) 发电系统。
- 2) 分离蒸汽 (或单级闪蒸) 发电系统。
- 3) 分离蒸汽—热水闪蒸 (或两级闪蒸) 发电系统。
- 4) 分离蒸汽—多级闪蒸 (或多级闪蒸) 发电系统。
- 5) 湿蒸汽单级闪蒸发电系统。
- 6) 湿蒸汽两级闪蒸发电系统。
- 7) 闪蒸—双工质循环发电系统。
- 8) 全流发电系统。
- 9) 利用井泵的单级闪蒸热水发电系统。
- 10) 利用井泵的两级闪蒸热水发电系统。
- 11) 利用井泵的双工质循环热水发电系统。
- 12) 地压地热发电系统。
- 13) 干热岩发电系统。
- 14) 岩浆发电系统。

上述诸多地热发电的能量转换系统中, 后 3 种是处于研究和发展阶段的新系统。本书将根据资源情况及地热流体性质 (干蒸汽、湿蒸汽、地热水) 对上述各种地热发电的能量转换系统分别进行论述。

我国已运行的地热电站, 其发电的能量转换系统有: 分离蒸汽发电、单级闪蒸及两级闪蒸发电和双工质循环发电系统等, 总装机容量为 32.08MW (包括已停运机组), 其中 88% 在西藏。

4 世界主要国家地热发电简介

世界上从事地热发电的国家现已有 24 个, 现对一些主要国家的地热发电情况简介如下。

4.1 美国

美国是世界上地热电力生产最大的国家, 现有装机容量为 2544MW, 运行容量 (running capacity) 1914MW, 年发电量为 17 840GWh。地热电站主要分布在加利福尼亚、内华达、犹他和夏威夷四个州内, 其中以加州的装机容量最大 (2244MW), 其次为内华达州 (243MW), 如表 7.1-3 及表 7.1-4 所示。加州的地热电站主要集中在 Geysers 地区, 它是一个干蒸汽型热储, 延伸面积为 21.5km×8.6km, 有 21 台机组, 装机容量 1421MW, 年发电量 7784GWh。但近年来由于资源的过分开采, 现仅能可靠地供给容量为 888MW 的地热蒸汽量。据文献报道 (Ronald DiPippo, 1980), 该地区一台标准的 110MW 机组, 大约需要 15 口井供汽, 在井口压力为 960kPa 条件下, 一口蒸汽井的产汽量为 34~159t/h。

表 7.1-3 加州地热田

地热田	机组数	装机容量 (MW)	年发电量 (GWh/年)
The Geysers	21	1421	7784
Imperial Valley East Mesa	52	79	782
Imperial Valley Heber	13	90	641
Imperial Valley Salton	13	336	3146
Cojo	9	274	2785
Casa Diablo	4	40	315
Other	5	4	26
California	117	2244	15 479

表 7.1-4 所示为内华达州各地热田的发电情况, 总共有 51 台机组, 装机容量为 243MW, 年发电量为 1943GWh。

表 7.1-4 内华达州地热田

地热田	机组数	装机容量 (MW)	年发电量 (GWh/年)
Beowave	1	16	131
Brady	4	26	181
Desert Peak	2	12	107
Dixie Valley	1	62	489
Empire	4	5	38
Soda Lake	9	26	206
Steamboat	13	58	488
Steamboat Hill	1	15	120
Stillwater	14	21	166
Wabaska	2	2	17
Nevada	51	243	1943

其他如犹他州, 装机容量为 26MW, 年发电量 200GWh; 夏威夷州装机容量 30MW (主要是小型双工质循环及单级闪蒸), 年发电量 218GWh。

美国还计划到 2010 年在加州、内华达州和犹他州增加 340MW 机组, 若该计划能实现, 则相当于在 5 年内大约增加装机容量 20%。

4.2 菲律宾

菲律宾是世界上第二大地热发电生产国, 装机容量为 1931MW, 运行容量 1838MW, 年发电量为 9419GWh。最近 5 年发电容量提高很少, 只在 Tongonan 增加 22MW。

菲律宾的地热发电情况如表 7.1-5 所示。

表 7.1-5 菲律宾地热田

地热田	位置	装机容量 (MW)	机组数	年发电量 (GWh/年)
Tiwi	Luzon	330	6	442
MakBan	Luzon	426	16	1538
BacMan	Luzon	151	5	457
Tongonan	Leyte	723	21	4746
Palipinan	Negros	192	7	1257
Mt. Apo	Mindanao	108	2	813

Tongonan 及其邻近的 Leyte 地热田是该国最重要的地热工程, 装机容量为 723MW。为支持该地热田在 2003 年的高水年的 4746GWh 的电力生产, 他们完成了钻补充井及替换井、处理了旧井和有关腐蚀、侵蚀、结垢等问题。

各种新的地热田在研究中, 最有希望的是 Northern Negros, 已完成了在该地区建造 40MW 地热电站的可行性研究。

4.3 墨西哥

墨西哥现有地热电站在下列四个地热田运行: Cerro Prieto、Los Azufres、Los Hornos 和 Las Tres Virgenes, 总装机容量为 953MW, 年发电量为 6282GWh。机组主要集中在 Cerro Prieto 地热田。墨西哥的地热发电情况如表 7.1-6 所示。

表 7.1-6 墨西哥地热田

位置	装机容量 (MW)	机组	年发电量 (GWh/年)
Cerro Prieto	720	13	5112
Los Azufres	188	14	852
Los Hornos	35	7	285
Las Tres Virgenes	10	2	32.8

墨西哥是一个地热电力生产最有活力的国家。自 2000 年以来, 有 8 台新的单级闪蒸机组在运行; 4 台在 Cerro Prieto (100MW)、4 台在 Los Azufres (100MW); 并有一个新的 Las Tres Virgenes 地热田在开发, 第一台机组装机容量为 10MW 已开始运行。并计划在 Los Hornos 安装 50MW 机组, 在另一地热区, La Primavera, 安装 75MW 机组。

Cerro Prieto 地热田位于靠近美国边境, 它的开发始于 1973 年, 至今装机容量已达 720MW, 其中 4 台 110MW, 4 台 37.5MW, 4 台 25MW 和 1 台 30MW, 所有机组都是凝汽式。运行的生产井有 149 口。地热卤水排放在一个 14km² 的太阳蒸发池内, 通过 9 口回灌井回灌。第四发电厂 4 台 100MW 机组已在 2000 年开始商业运行。

Los Azufres 地热田位于墨西哥中部, 距墨西哥城西边 250km, 有 14 台不同类型 (凝汽式、背压式、双工质循环) 和不同容量 (1.5~50MW) 的机组在运行。该地热田装机容量为 188MW, 配有 29 口生产井和 6 口回灌井。在 2003 年又有 4 台新的 25MW 机组投入运行。

4.4 印度尼西亚

尽管这个国家的地热资源潜力巨大, 但在 2000~2004 年期间地热发电工作进展缓慢, 这是由于在此期间内发生严重的经济危机, 使得对电力的需求和增长产生负面的影响所致。

印度尼西亚的地热发电情况如表 7.1-7 所示, 总共有 15 台机组, 装机容量 797MW, 年发电量 6085GWh。这里需要指出的是, 有两个地热田都超负荷运行: Solak 热田有 3 台机组装机容量为 165MW, 而运行容量则为 197MW; 同样的, 另一个 Darajat 热田装机容量为 135MW, 而运行容量则为 145MW。

表 7.1-7 印度尼西亚地热田

地热田	位置	装机容量 (MW)	机组数
Darajat	Java	135	2
Dieng	Java	60	1
Kamojang	Java	140	3
Gumung Salak	Java	330	6
Wayang Windu	Java	110	1
Sibayak	Sumatra	2	1
Lahendong	Sulawesi	20	1

自 2000 年以来, 除 Lahendong 热田之外, 没有安装新的机组。

4.5 意大利

自从 1913 年第一台工业地热发电机组 (250kW) 投入

运行以来,地热发电装机容量至今已增加到 790MW (运行容量为 699MW)。在 2003 年发电量达到历史上最高水平 5340GWh。

意大利有两个主要地热田: Larderello-Travale/Radicondoli 和 Mount Amiata。

Larderello 和 Travale/Radicondoli 是两个相邻的深度相同的地热田,复盖着巨大的面积,大约 400km²;在相同深度的热储到处都是相同的温度 (300~350℃) 和压力 (4~7MPa)。热田生产的是过热蒸汽。在 Larderello 一侧,开采的面积约为 250km²,有 180 口井和 21 台机组,装机容量 543MW;在 Travale/Radicondoli 的东南面,复盖面积为 50km²,有 22 口井供装机容量为 160MW 的 6 台机组所需蒸汽。另外还有 60MW 机组在建。

有关意大利地热田利用情况见表 7.1-8。

表 7.1-8 意大利地热田

位置	装机容量 (MW)	机组	年发电量 (GWh/年)
Larderello	543	21	3606
Travale Radicondoli	160	6	1109
Mt. Amiata	88	5	625

4.6 日本

日本是装有干蒸汽、单级闪蒸、两级闪蒸、和双工质循环等多种类型地热发电的国家,总共有 17 座地热电厂在运行,多数位于 Tohoku 和 Kyushu 地区,总装机容量为 535MW,年发电量为 3467GWh。由于资金短缺,近年来日本地热电厂没有大的发展,只有一台 2MW 双工质机组于 2004 年 2 月在八町原地热电厂建成。它是日本第一座双工质循环地热电厂。

日本地热发电情况见表 7.1-9。

表 7.1-9 日本地热田

位置 (县)	装机容量 (MW)	机组数	年发电量 (GWh/年)
Hokkaido	50	1	185
Akita	88	3	619
Iwate	103	3	644
Miyagi	12	1	81
Fukushima	65	1	400
Tokyo	3.3	1	15
Osaka	153	7	1108
Kagoshima	60	2	416

4.7 新西兰

新西兰是利用以水为主的湿蒸汽地热资源从事商业规模电力生产的先驱。她所进行的地热发电工作已将近 50 年的历史。在 2000~2004 年期间有 3 座电站在建造:①在 Wairakei 地热田建造一座 15MW 双工质循环电厂;②在 Rotokawa 地热田建造 6MW 机组;③在 Mokai 地热田建造 30MW 机组。表 7.1-10 是各地热田的装机运行情况。这些地热田大都位于 Taupo 湖地区。

表 7.1-10 新西兰地热田

地热田	装机容量 (MW)	机组数	年发电量 (GWh/年)
Wairakei Pohiapi	220	11	1505
Ohakei	104	4	300
Kawerau	145	4	130
Rotokawa	31	5	290
Ngawha	10	2	79
Mokai	55	7	470

Wairakei 是新西兰最大的热田,地处新西兰北岛上的一个广阔地热区内,大约位于长 250km、宽 50km 地热异常带的中央。该地热田装机容量 220MW,有 11 台机组,已连续运行了将近 50 年,但地热资源已呈现稳定下降趋势。

Wairakei 地热田有高压和中压两种地热湿蒸汽井,蒸汽干度大约为 20%,为了联合利用这两种地热资源,电站采用三种能量转换发电系统:第一种是高压分离蒸汽—背压式机组;第二种是中压蒸汽—两级进汽—凝汽式机组;第三种是低压蒸汽—凝汽式机组,如图 7.1-1 所示。本书将在以后章节中介绍该电站的发电流程图及其热力过程。

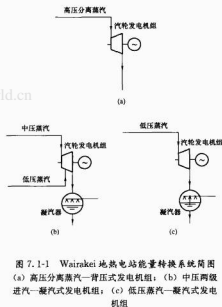


图 7.1-1 Wairakei 地热电站能量转换系统简图
(a) 高压分离蒸汽—背压式发电机组; (b) 中压两级进汽—凝汽式发电机组; (c) 低压蒸汽—凝汽式发电机组

5 我国地热发电前景及其发展战略

5.1 我国地热发电前景

我国地热开发工作是在地质学家李四光教授指引下开始的。1970 年首先在广东丰顺建成我国第一座地热试验电站,以后又在河北怀来、辽宁熊岳、湖南灰汤、江西宜春、山东招远等地利用 100℃ 以下地热水建立了几座 50~300kW 地热试验电站,取得了一些试验数据和建站经验。但由于经济效益和长期稳定运行等方面问题,目前只有广东和湖南的机组能保存下来,广东丰顺 3 号机组至今已长期稳定运行了 20 多年。西藏羊八井电站是我国最大地热电站,从 1977~

1991年的14年中装机容量总共为25.18MW,最后一台3MW机组于1991年初投入运行(见表7.1-11)。

表 7.1-11 我国地热能电站装机容量及运行情况一览表 (蔡义斌, 2004)

电站名称 (地点)	建成 时间	机组容量 (kW)	发电 系统	地热井 口温度 (℃)	运行 状态
丰顺地热 试验电站 (广东省丰 顺县邓屋)	1970.12	1号机组, 86	单级闪蒸	91	停运
	1978.12	2号机组, 200	双工质循环	91	停运
	1984.4	3号机组, 300	单级闪蒸	91	运行
温汤地热 试验电站 (江西省宜 春市温汤)	1971.1	50	双工质 循环	67	拆除
怀来地热 试验电站 (河北省怀 来县后花园)	1971.9	200	双工质 循环	85	拆除
灰汤地热 试验电站 (湖南省宁乡 县灰汤)	1975.10	300	单级闪蒸	90	间断 运行
熊岳地热 试验电站 (辽宁省普 兰店市熊岳)	1977.9	100	双工质 循环	84	拆除
招远地热 试验电站 (山东招 远县)	1973	200	单级 闪蒸	91	拆除
羊八井 地热电站 (西藏羊八井)	1977.10	1号机组, 1000	分离蒸汽	145	停运
	1981.11	2号机组, 3000	两级闪蒸		
	1982.11	3号机组, 3000	两级闪蒸		
	1985.9	4号机组, 3000	两级闪蒸		
	1986.3	5号机组, 3000	两级闪蒸	140~160	运行
	1988.12	6号机组, 3000	两级闪蒸		
	1989.2	7号机组, 3000	两级闪蒸		
	1990.12	8号机组, 3000	两级闪蒸		
	1991.12	9号机组, 3000	两级闪蒸		
朗久 地热电站 (西藏阿里 地区朗久)	1987.10	1000 (实际最高 300)	单级闪蒸	104	间断 运行
郎曲 地热电站 (西藏郎曲镇)	1993.11	1000	双工质 循环	110	间断 运行
清水地热 试验电站 (台湾省 清水)	1981.9	3000	单级闪蒸	226	停运
土场地热 试验电站 (台湾省 土场)	1985	300	双工质 循环	173	停运

自1993年以来,西藏羊八井电站年发电量均保持在1亿kWh左右。截止2003年12月,电站总共发电量约17.5亿kWh(见图7.1-2),年平均运行时数在4000h左右。

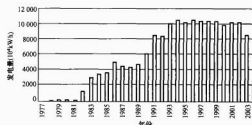


图 7.1-2 西藏羊八井地热电站历年发电量

发电量(刘时彬, 2005)

我国是以中低温为主的地热资源大国,用以发电的高温地热资源主要分布在西藏南部、云南西部、四川西部一带的喜马拉雅地热带(或滇藏地热带)和台湾省。喜马拉雅地热带是我国高温地热发电资源潜力最大最集中的区域。通过对高温(大于150℃)和准高温(小于150℃)地热系统热储热能的估算,得出的发电潜力数据是:高温发电潜力为2781MW,准高温发电潜力为3036MW(刘时彬, 2005)。

我国高温地热资源普查工作虽然取得长足进展,但地热发电事业还是进展缓慢,从表7.1-11中我们看到,从1993~2005年的12年当中,就没有新的机组增加,相反,一些起步比我国晚的发展中国家,从20世纪80~90年代以来却发展很快,诸如菲律宾、印度尼西亚、哥斯达黎加和萨尔瓦多等国的地热发电发展都很快,装机容量都大大超过了我国而跃居世界前茅(见表7.1-1)。我国地热发电何以停滞不前,归纳起来有以下几方面原因:

5.1.1 高温地热资源不多

目前世界各国进行的商业性地热发电,从热力学观点及经济上考虑,都要以高温和干蒸汽为首选。目前我国还没有发现干蒸汽地热资源,而高温热水或湿蒸汽地热资源,又主要分布在藏南、川西和滇西,均属地势高、人烟稀少、经济相对落后的偏远高原及山区,同时这些地方也是水力资源丰富地区,相比之下,当地地热发电尚未显示出与小水电相竞争的优势时,就已逐步被以水电为主的大电网所覆盖。

5.1.2 高温地热资源勘探风险大

根据我国多年高温地热勘探结果,我国高温热储大多为基岩裂隙型,除羊八井地热发电利用的是浅层热储外,西藏羊八井北区、羊易热田、朗久热田以及云南腾冲、热海热田等的高温地热井资料均显示均为垂向的带状热储(基岩裂隙带或破碎带),这类热储的勘察难度大、风险高、成井率低、耗资大。这就极大地制约了投资者的积极性,因此制约了我国高温地热发电事业的发展。

5.1.3 政策问题

地热不同于其他新能源,在开发的前期必须投入大量的资金用于资源的勘探,然后才能决定是否进入勘察阶段。但自1986年以后,我国取消了这项由国家投资的勘探费用,勘探投资和风险承担全部由开发方来负担。纵观世界各国新能源和可再生能源的发展历程,若没有政府政策的支持,要使新能源得到可持续发展是非常困难的。

我国《可再生能源法》已于2006年1月1日起实施,该法规定,国家财政设立可再生能源发展专项资金,用以支持可再生能源的资源勘察、评价和相关信息系统建设。因此可望今后对地热资源勘探尤其高温地热资源勘探能起促进作用,使我国地热发电事业的发展得到可靠保证。

根据我国地热资源、市场需求、环境保护、政府政策和

其他因素考虑,预计在2010年地热发电装机容量可望达到100MW,到2050年将增长到500~1000MW。

5.2 我国地热发电的发展战略

在21世纪的今天,国际社会正在大规模地开展以可持续发展为主题的各项研究工作。对地热发电来说,其发展战略也必须走可持续发展的道路。而地热发电的可持续性,关键在于地热资源的可持续性。为此在开发我国地热资源时,在战略上:既要满足当代人的需求,而又不对后代人的需求构成危害,使资源的利用具有可持续性。因此我们在研究地热发电的发展战略时,以下几点是值得考虑的:

5.2.1 资源开发与保护并重

地热资源的开采是有限量的。若长期超负荷开采,必然会导致资源供需不平衡,从而产生多方面的开发效应,诸如资源参数下降、地面沉降等现象,直接或间接地影响地热电站出力 and 出现安全隐患。因此地热资源的保护至关重要。地热回灌是资源保护的有效措施,它可延长热田的寿命和防止地面沉降。因此对地热资源必须采取开发与保护并重方针,才能保证可持续发展的需要。

5.2.2 资源开发与环境保护并重

地热流体温度高,成分复杂,其中相当多的组分超过一

定浓度或积累的含量时,对大气环境、水环境及土壤环境会造成污染;如不加以控制,必将对人类和生物造成严重危害。因此一些开发历史较早的国家,早已注意到在开发利用地热资源的同时,积极开展环境监测与保护的研究,并提出相应措施来解决环境污染问题。这是地发电可持续发展的重要保证。

5.2.3 科学管理

科学管理是发展我国地热发电的一个值得注意的问题。地热发电资源的合理开发、地热井的凿井申请与审批、地热发电工程项目的可行性论证与技术要求、地热开发的动态监测、热储模拟与回灌,以及地热发电的环境保护等都需要有科学的管理。这是保证地热发电可持续发展的另一重要环节。

5.2.4 地热发电产品产业化、规模化

实现地热发电产品产业化、规模化才能最大限度地促进科技进步,利用最新技术促进产品优化,降低设备投资,提高地热发电经济性。实现地热发电产品产业化、规模化,还可促进地热勘查—开发—保护—设备制造和供应体系的形成,并建立和完善生产运行和服务体系,逐步形成全国性的比较规范的信息网络体系。这对地热发电的可持续发展将有重大促进作用。

第2章 地热电力资源

1 地热资源类型与分布

1.1 全球地热资源类型与分布

地热能是指储存于地球内部的热量。这部分热量一方面来源于地球深处的高温熔融体散热,另一方面则源于地壳中放射性元素(U、TU、 ^{40}K)的衰变产生的热量。这些热源与特定的地质条件相结合形成了可以用于能源开发的地热系统。地温随深度增大而升高。地球表面不断向空中散热。据估算,每天由地球内部向地表传递的热量相当于全人类目前每天使用能量的2.5倍。这种贮存于地球内部的能源其远比化石燃料丰富。因此,地球自身就是一个巨大的能源宝库。在当今人们日益关注全球气候变暖和各种环境污染问题的形势下,地热能作为一种清洁能源而备受关注。

按照形成机理与传热属性,地热能可分为四种类型:①水热型,即地球浅处(地下100~4500m)所见到的热水或蒸汽;②地压地热能,即在某些大型含油气盆地深处(3~6km)存在着的高温高压流体,其中含有大量甲烷气体;③干热岩地热能,乃由于特殊地质构造条件造成高温但少水甚至无水的干热岩体,需用人工注水的方法才能将其热能取出;④岩浆热能,即储存在高温(700~1200℃)熔融岩浆体中的巨大热能,但如何开发利用这类地热能目前仍处于探索阶段。在上述四类地热能中,只有水热型地热能已用于大规模商业性开发利用。

根据流体温度和开发利用目的,可将水热型地热资源分为高温(大于150℃)、中温(90~150℃)和低温(小于90℃)地热资源。前者主要用于地热发电,而后者主要用

于地热直接利用(供暖、制冷、工农业用热和旅游疗养等)。

从全球范围来看,高温水热资源一般出现在火山、地震活动频繁的活动构造带、板块边缘及其内部,如我国的西藏羊八井、美国的盖尔沃斯、菲律宾的汤家囊、墨西哥的塞罗普列埃托,意大利的拉德瑞罗,日本的九州,新西兰的怀拉基等(图7.2-1)。

1.2 我国地热资源类型与分布

根据我国所处的大地构造位置及地热成因,我国地热资源可以分为:①高温对流型地热资源;②中低温对流型地热资源;③中低温传导型地热资源(见图7.2-2)。

1.2.1 高温对流型地热资源

主要分布在滇、藏和台湾地区。在西藏南部,地表共有600多处高温地热显示,包括间歇喷泉(Geyzers)、沸泉(Boiling spring)、喷气孔(Fumaroles)、冒汽地面(Steaming ground)、水热爆炸(Hydrothermal explosion)等,其中345处在20世纪70年代即经过实地查证。据估算,西藏地区的地表天然放热量为 $622.8 \times 10^6 \text{ J/s}$ 。水化学分析结果表明,大部分热水属 $\text{Cl}^- - \text{HCO}_3^- - \text{Na}^+$ 型,并含有丰富的Li、Rb、Cs、B等元素,总矿化度介于1~3g/L之间。

腾冲为现代火山区,位于我国西南边陲并与缅甸接壤。该区已确认的水热区共有58处,其中“热海”热田最具开发前景。地球化学温标显示,腾冲地区热储温度可达230~240℃,其热源可能是一个正在冷却的岩浆囊。

据估算,滇藏地热带总的发电潜力约为6000MW(廖志杰和赵平,1999)。其中西藏和云南各占大约一半。西藏羊八井地热站目前总的装机容量为25.18MW,只占西藏地

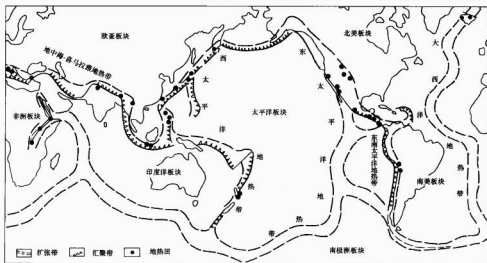


图 7.2-1 全球地热资源分布略图

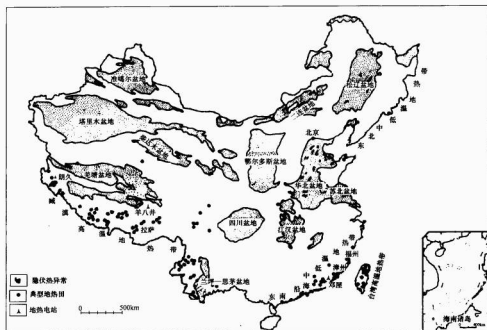


图 7.2-2 中国地热资源分布略图

热资源发电潜力的 1/121。可见，西藏地热发电潜力巨大。

台湾地热属全球“环太平洋热带”，即火山学上的“环太平洋火环”的一部分，高温地热资源丰富。我国台湾高温地热资源主要分布在大屯现代火山区和中央山脉变质岩带，前者温度最高达 293℃（马槽），后者在清水地区深部热水温度在 197~229℃ 之间。据估计（陈肇夏，1994），大屯火山区的地热发电潜力在 80~200MW 之间，而中央山脉变质岩地区的地热发电潜力在 50~100MW 之间。

1.2.2 中低温对流型地热资源

主要分布在我国东南沿海地区包括广东、海南、广西，以及江西、湖南和浙江。从成因上来说，这类地热资源属于在正常或略微偏高的地热背景下（以“大地热流值”来衡量），大气降水经断层破碎带或裂隙发育带渗入地下，并从围岩中汲取热量成为温度不等的地下水。这类地下水在适当地质构造条件下（如遇断层）可出露地表成为温泉，构成一个完整的地下环流系统。一般情况下，地热背景越高，下渗（或循环）深度越大，地下水温度亦越高。我们在 20 世纪 80 年代曾对福建漳州热田的这类地热资源作过典型剖析，其成因模式示于图 7.2-3。据勘探工作证实，东南沿海地区与漳州热田类似的中低温地热资源分布区共有 26 处，其热储温度、储层时代、岩性以及热水水质、水量资料列于表 7.2-1。由表可见，此类热水资源大多蕴藏于中生代花岗岩和火山岩分布区，热水水质良好，矿化度一般小于 1g/L，水量不大（大多小于 8640t/d），宜于就地分散直接利用。

1.2.3 中低温传导型地热资源

这是一类能源潜力巨大的地热资源，主要埋藏在中大型沉积盆地之中（如华北、松辽、苏北、四川、鄂尔多斯等）。

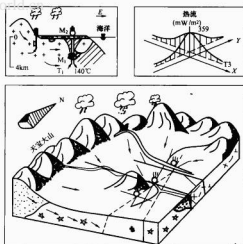


图 7.2-3 漳州盆地地热田模式
（汪集琦等，1993）

据估算，10 个主要沉积盆地的可采资源量可达到 18.54 亿 t 标准煤的量级，可见其资源潜力之巨大（见表 7.2-2）。目前北京、天津、西安等大中城市及广大农村开发利用的就是这类地热资源。

全国按省、市、区近期可采地热水资源量如表 7.2-3 所列，总计为 32.83 亿 t 标准煤。

表 7.2-1

我国东南部主要的中低温地热系统及地热资源

序号	位置及名称	泉 水			热储温度估算及实测值			
		温度 (℃)	水量 (L/s)	矿化度 (g/L)	估算 (℃)	井深 (m)	最高温度 (℃)	井口温度 (℃)
浙 南								
1	宁乡县灰汤	88	4.0	0.32	125	616	102.0	89.0
2	汝城县热水与圩	92	10.0	0.17	115	200	92.2	91.0
江 西								
3	遂川县汤湖	82	20.0	0.40	115	520	87.9	82.1
福 建								
4	清流县赖坊	84	13.0	0.55	110			
5	大田县汤泉	81	6.0	0.65	128			
6	德化县南墩	89	3.5	0.33	120			
7	安溪县鸭头	87	3.7	0.24	115			
8	厦门市杏林	82	7.9	13.50	125			
9	厦门市汤岸	85	11.0	9.10	110			
10	福州市	50~70	17.3	0.50	130	530	107.0	97.5
11	漳州市	55~72		12.00	140		121.5	105.0
广 东								
12	潮州市东山湖	82	1.0	1.12	140	227	104	102
13	丰顺县邓屋	87	4.5	0.33	135	806	94	92
14	丰顺县丰良	92	10.9	0.45	135	620	94	93
15	揭西县(阿婆)汤埔	83	1.8	0.53	95			
16	五华县增民汤里	82	4.6	0.89	110	≈100		90
17	兴宁县叶南汤湖	81	3.8	1.10	130	≈100		85
18	河源县黄村热水	82	1.7	0.31	115	≈100		86
19	和平县贝墩热水坑	89	11~3	0.38	135	≈100		91
20	龙川县上坪热水	83	4.6	0.40	135			
21	始兴县橙江暖泉	84	2.2	0.26	130			
22	中山市雍阳泉	73~90	1.0~1.5	5.92	125	93		95
23	阳江市新洲热水	97	16.4	3.00	140	309	104	102
24	阳西县儒制成水湖	81	5.3	8.32	110			
25	电白麻岗热水	81	8.0	1.25	110			
海 南								
26	保亭县新村热水	88	8.0	0.26	120	168	90	90
27	儋县南洋农场南部	83	4.3	0.32	110			90

表 7.2-2

我国主要沉积盆地地热资源

盆地名称	层 位	热水储层		可采资源	
		温度	矿化度	水量	热能量
		℃	g/L	×10 ⁶ m ³	标准煤, 亿 t
华北盆地(北部)	N	30~70	1.3	1240	5.4
	P ₂ , P ₂₊₃	50~90	0.5~15	424	3.6
华北盆地(南部)	N	30~40	1~3	1000	2.87
苏北盆地	N	34~57	<1	428	1.6
下辽河盆地	N _g	34	<1	50	0.13
松辽盆地	K ₂₊₃	30~50	1~5	320	1.26
渭河-运城盆地	N+E	33~40	<1	300	0.77
鄂尔多斯盆地	K ₁ , J+T+P	27~39	1~5	907	2.28
四川盆地	J+T+P	25~69	卤水		
楚雄盆地	K+J	45	<1	140	0.3
富琼盆地	N+E	32~59	0.5~1	108	0.28
合计				4917	18.54

注 N—上第三系; N_g—上第三系馆陶组; E—下第二系; K₂₊₃—中、上白垩系; J—侏罗系; T—三叠系; P—二叠系。

表 7.2-3

全国按省市评价的可采地热水资源量 (赛德智, 2000)

地区	面积 ($\times 10^4 \text{ km}^2$)	山 区			平 原 (盆地)			合 计		
		可采热水 ($\times 10^4$ $\text{m}^3/\text{年}$)	含热量 ($\times 10^{12}$ kJ)	折合标煤 ($\times 10^4$ $\text{t}/\text{年}$)	可采热水 ($\times 10^4$ $\text{m}^3/\text{年}$)	含热量 ($\times 10^{12}$ kJ)	折合标煤 ($\times 10^4$ $\text{t}/\text{年}$)	可采热水 ($\times 10^4$ $\text{m}^3/\text{年}$)	含热量 ($\times 10^{12}$ kJ)	折合标煤 ($\times 10^4$ $\text{t}/\text{年}$)
北京	1.58	31.2	0.026	0.089	8728.3	9.757	33.29	8759.5	9.783	33.379
天津	1.1	34.5	0.036	0.123	6351.0	13.56	46.27	6385.5	23.596	46.393
河北	19.0	887.6	1.003	3.423	4299.0	73.796	251.80	43 877.6	74.799	255.223
山西	15.0	952.5	0.758	2.585	10 350.0	10.833	36.96	11 302.5	11.591	39.545
内蒙古	110.0	2125.8	2.973	10.143	117 400	113.052	385.74	119 525.8	116.025	395.883
辽宁	15.0	1875.0	2.473	8.437	75 000	7.85	26.79	9375.0	10.323	35.227
吉林	18.0	307.8	0.3	1.249	23 220.0	24.304	82.93	23 527.8	24.67	84.179
黑龙江	46.0	908.9	0.762	2.600	47 010.0	49.205	167.89	47 919.9	49.967	170.49
江苏	10.0	907.5	1.227	4.188	11 850.0	19.349	66.02	12 757.5	20.576	70.208
上海	0.58				1740.0	2.55	8.7	1740.0	2.55	8.7
浙江	10.0	750.0	0.55	1.875				750.0	0.55	1.875
安徽	13.0	1221.0	1.125	3.837	14 580	20.144	68.73	15 801.0	21.269	72.567
福建	12.0	10 800.0	18.087	61.714				10 800.0	18.087	61.714
江西	16.0	7200.0	5.7	19.337				7200.0	5.7	19.337
山东	15.0	1278.0	1.68	5.733	19 440.0	42.73	145.8	20 718.0	44.41	151.533
河南	16.0	1830.0	1.908	6.51	29 700.0	39.791	135.77	31 530.0	41.699	142.28
湖北	18.0	7743.8	5.025	17.147	9750.0	14.287	48.75	17 493.8	19.312	65.897
湖南	21.0	1146.0	5.862	20.003				11 025.0	5.862	20.003
广东	18.0	12 705.0	23.937	81.675	3180.0	7.190	24.53	15 885.0	31.127	106.205
广西	23.0	2062.5	2.176	7.425	250.0	0.314	1.07	2312.5	2.49	8.495
海南	3.4	2610.0	3.923	13.386	3000.0	3.14	10.71	5610.0	7.063	24.096
四川	48.0	2936.7	6.037	20.599	46 110.0	77.221	263.49	49 046.7	83.258	284.089
重庆	8.23	1680.0	1.02	3.48	7890.0	9.91	33.81	9570.0	10.93	37.290
贵州	17.0	1530.0	1.185	4.044				1530.0	1.185	4.044
云南	38.0	34 139.7	38.021	129.73	600.0	1.005	3.43	34 739.7	39.026	133.160
西藏	120.0	72 000.0	191.722	654.171				72 000.0	191.722	654.171
陕西	19.0	1365.0	1.52	5.187	29 700.0	36.683	125.16	31 065.0	38.209	130.347
甘肃	39.0	1573.8	1.252	4.272	6385.0	6.683	22.8	7958.8	7.935	27.072
青海	72.0	1753.8	2.078	7.09	6770	6.519	22.24	8523.8	8.597	29.33
宁夏	6.6	123.0	0.103	0.351	1250.0	1.308	4.46	1373.0	1.411	4.811
新疆	160.0	2511.0	2.860	9.757	38 150.0	36.737	125.35	40 661.0	39.597	135.107
港、澳	0.111									
台湾	3.6	3780.0	9.401	32.076				37.80	9.401	32.076
合计		190 650.1	334.362	1140.87	481 061.3	627.918	2142.51	671 711.4	962.28	3283.38

2 地热资源勘察评价方法

在对地热田进行开发利用之前, 必须开展系统的地质勘察。按照 GB 11615—1989《地热资源地质勘察规范》的要求, 地热资源的勘察分为普查、详查和勘察三个阶段。近年来, 由于市场经济的实际需要, 地热资源勘察一般分为调查、预可行性勘察、可行性勘察和开发利用研究四个阶段进行。在不同阶段, 勘察工作程度要求也不同。地热田地质勘

察的技术方法主要有地质学方法、地球物理方法、地球化学方法。

2.1 地质学方法

主要是水文构造地质方法。其中, 区域尺度大地构造背景的分析是评价一个地区地热资源潜力的基础; 热田尺度地质构造的调查与填图为了解地热系统空间展布与地热储的物理属性提供依据。对于隆起区对流型地热系统, 断裂的分

布、深度和导水性至关重要；对于沉积盆地传导型地热系统，沉积构造及盆地演化的信息十分有用。此外，野外样品和钻孔岩芯中水热蚀变产物的岩石学与矿物学分析可以获得关于热储层的直接信息。钻孔水文地质试验是求取热储层参数的有效方法。热水动态的水文地质研究对于定量评价地热资源也十分重要。

2.2 地球物理学方法

地球物理探测方法主要用来确定热背景和热储的空间范围。大地热流方法确定勘探区的热背景及热传递方式，用线孔地温测量圈定热异常的面积；利用重力测量法估算热异常区的温度，为勘探孔和生产孔的定位提供依据；利用地电测量法（包括电阻率法、自然电位法和大地电磁测深法）初步确定热储的位置和分布范围，特别是有关储层的位置、厚度的数据。

以北京奥运公园地区的地热资源勘查为例，在该区内的重力测量平面图上可以发现有两条明显的等值线密集带（在断裂带内横向密度增大），它们分别对应一条北东走向的黄庄—高丽营断裂和一条近东西向的大屯—关庄断裂，同时这两条断裂也在可控音频大地电磁测深和电阻率等值图上反映出来（见图 7.2-4）。

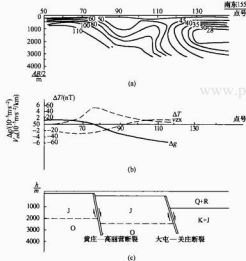


图 7.2-4 大地电磁测深视电阻率等值线和重力磁法异常剖面图（据徐光耀，2002）
(a) 电测深视电阻率等值线剖面图；(b) 重力—磁法异常剖面图；(c) 推断地质剖面图

2.3 地球化学方法

地热勘察的地球化学方法可以分为水文地球化学方法和地球化学勘探方法两类。前者主要用来认识地热系统的水文学特征与地热资源潜力评价，后者则用于热储分布范围的确证。

地热水文地球化学研究的最大进展可能要数水—岩之间化学反应的化学热力学模拟评价。这项技术被广泛应用于热储温度预测、热水化学成分形成过程重建、溶解物的沉淀与成垢预测，等等。

通过地下水化学成分（包括各种常量和微量组分）的分析，可以了解地热系统中的热水从深部上涌的主要通道位

置。了解地热系统中的沸腾、混合等作用过程，还可以依据地球化学温标（ SiO_2 、 Na/K 、 Na-Ca-K 等）估算热储的温度。

同位素水文学方法近年来在地热研究中也得到了广泛应用（Pang and Truesdell, 2005）。热水的起源与补给源可以通过其 δD 、 $\delta^{18}\text{O}$ 与大气降水之间的关系来判断。在高温地热系统中热水部分来源于岩浆水的水汽。典型的例子是岛弧型火山区地热系统中的安山水混入。据估算，安山水的比例在环太平洋地带可以达到 24%。另外一个更为令人熟知的现象是“ O_2 ”漂移，即地热水中 $\delta^{18}\text{O}$ 相对富集的现象，以往这种现象多见于高温地热系统。近年来在中低温地热系统中也有发现，比如西安地热田。

同位素温标可用来计算热储的温度。比较常用的方法有硫酸盐中的 $\delta^{34}\text{S}$ 地热温标（Pang, 2001, 2005）。

放射性同位素（ ^3H 、 ^{14}C 、 ^{36}Cl 等）可以用来测定热水的年龄，了解其天然循环周期并在开采条件下判断冷水的入侵影响等。

在对福建漳州对流型地热系统的研究中（鹿忠和等，1990；鹿忠和和汪集勇，1990；Pang, Z., 2005），我们首先根据雨水、泉水和河水等样品的同位素数据绘制了该地区的大气降水线，然后分析了常温孔隙水、淡水温泉、热田中心热水（大于 90°C ）的 δD 、 $\delta^{18}\text{O}$ ，说明漳州热田的地下热水起源于大气降水与海水的混合水，热水的补给高程为 900~1050m，初步确定补给区在漳州盆地周边的天宝山及其毗邻的山地，热水不存在明显的“ O_2 ”漂移现象；第四系热水和基岩热水的矿化度都随温度的升高而增大，说明基岩热水为咸水，第四系的水也来源于基岩热水，在热田的相对高山区，基岩热水补给充足，矿化度也较高，从中心向外围由于冷水的混入热水的温度与矿化度也随之降低，另外，从热水与冷水中 Cl^- 与 Na^+ 含量之间以及 Cl^- 与 $\delta^{18}\text{O}$ 之间的线性关系可以进一步证明两者之间的混合作用及大概的混合比例。

地球化学勘探方法主要基于地热系统岩石和土壤中的多种微量元素，如 Hg、As、Bi、B、Li、Rb、Cs、Be、Sn、Pb、Zn 等与地热活动的关系，用于指示地热活动，圈定热异常范围。

2.4 地热资源储量计算方法

在资源评价中地热资源是指地壳中地温高于当地多年平均气温时所包含的全部热量，它包括可及和不可及的基础资源，可及基础资源中又分为经济和非经济两种类型。我们这里讨论的地热资源是指在某一未来时间内可以从地壳浅部经济、合理地取出的热能量，即可及的经济基础资源（包括残留部分），这是热田规划开采设计的基本依据。开采资源是指在某一开采方式下可以从地下取出的全部热量，它依赖于开采井的结构设计和部署、开采时间等多种因素，开采资源的评价对于热田的开发与管理至关重要。

可及的经济基础资源的评价方法有热储法、地表热流量法、解析模型法、统计法和数值模型法等。常用的方法为热储法，它是计算热储中岩体（层）和水中所含的全部热能量，即地下热能的积存量，等于热储的体积、平均温度、孔隙率和岩石与水的密度乘积。在地热资源评价中，热储的几何参数和热物理性质的确定至关重要。其中主要的参数如下：

(1) 面积：根据同一深度的地温等温线所圈定的范围确定，同时要考虑地热的构造边界；

(2) 热储厚度: 根据钻孔资料, 结合地球物理勘探资料确定的热储顶板和底板深度, 以及经济合理的开采深度计算热储厚度;

(3) 热储温度: 在有条件的地区, 应该对热田内所有的钻孔进行地温测量, 取得热储顶板和底板温度。在资料缺少的地区, 可以根据区域的地温梯度推算, 或者采用地体化学温标计算热储温度;

(4) 热储压力: 通过热田区钻孔试井资料确定;

(5) 热储的岩石热物理参数, 包括岩石的体积质量、质量热容和热导率, 在有条件的地区应该采取钻孔岩芯送有关实验室测定, 如果岩芯的采集有困难, 就只能引用文献资料中的经验数据。

资源评价热储法的计算公式如下

$$Q_r = CA_d (T_r - T_0)$$

$$C = \rho_r C_r (1 - \varphi) + \rho_w C_w \varphi$$

式中: Q_r 为热储中储存的热量, J; A 为热田的面积, m^2 ; d 为热储的厚度, m; T_r 为热储的温度, $^{\circ}C$; T_0 为当地的年平均气温, $^{\circ}C$; C 为热储岩石和水的平均质量热容, $J/(m^3 \cdot ^{\circ}C)$; C_r 、 C_w 为热储岩石、水的质量热容, $J/(m^3 \cdot ^{\circ}C)$; ρ_r 、 ρ_w 为热储岩石、水的体积质量, kg/m^3 ; φ 为热储岩石的孔隙度。

在上述计算公式中, 岩石的热物理参数 (质量热容、体积质量等) 如果没有实测值可以参考文献资料中的经验数据, 而热储体积和温度的确定最为重要。对于传导型地热系统而言, 热储体积和地温梯度的计算比较简单, 而对流型地热系统由于在热储的不同深度上都存在热水与冷水的混合作用, 不仅热异常的面积随深度而变化, 而且地温梯度在随深度变化的同时, 在水平方向的变化也是不可忽略的。

开采资源评价中关键的问题是确定最经济合理的开采量, 因此开采区内水文地质参数的确定非常重要。在热田开采初期只能假设热储是均质、各向同性、等厚且各处的初始压力相等, 然后用解析模型法估算。当热田开采一段时间之后, 可以根据监测井的系统观测数据、热田的地质和水文地质资料, 采用统计分析法或数值模型法比较准确的计算热田的开采储量, 同时预测热田的寿命。

全球地热电力资源的估算按如下三级进行: 第一级称作“可及资源基数” (Accessible Resource Base), 指的是地表以下 5 km 之内积存的总热量, 这部分热量理论上是可采的; 第二级称为“资源” (Resources), 是指上述“资源基数”中在 40~50 年内可望有经济价值者; 第三类级谓之“可采资源” (Reserves), 专指“资源基数”中在 10~20 年内即可具有经济价值者。据 Palmerini (Palmerini, 1993) 估算, 全球地热“资源基数”为 140×10^6 EJ/a, 可采资源量为 500 EJ/a (表 7.2-4)。虽然前者只占前者的很小一部分, 但其量仍十分可观, 已超过全球一次性能源的年消耗量 (约 400 EJ/a)。全世界地热“资源基数”的地区分布见表 7.2-5。由表 7.2-5 可见, 我国地热资源潜力占全球的 7.9% (11×10^6 EJ/a)。

表 7.2-4 地热资源分类及全球地热能资源潜力

资源类型	总能量 (EJ/a)
(可及) 资源基数	140×10^6
资源	5×10^6
可采资源	500

表 7.2-5 全球地热资源潜力分布

地 区	总能量 (10^6 EJ/a)
北美	26 (18.6%)
拉丁美洲	26 (18.6%)
西欧	7 (5.0%)
东欧及前苏联	23 (16.7%)
中东、北非	6 (4.5%)
撒哈拉非洲	17 (11.9%)
太平洋地区 (中国除外)	11 (7.9%)
中国	11 (7.9%)
中亚及南亚	130 (4%)
总计	140 (100%)

3 地热工程技术

地热田的科学合理开发利用很大程度上取决于人们对于热储的认识水平与调控能力。这主要靠现代热储工程技术。近几年有较大发展的主要有: 热储示踪技术、热储数值模拟技术、热储回灌技术、热储除垢技术、热储流体中性化技术等。这里着重介绍其中的一些技术。

3.1 热储数值模拟技术

数值模拟技术已经成为地热储研究与地热储工程的标准化的技术。它被用来评价地热储的发电潜力、设计生产—回灌方案、并为热储管理提供决策支持 (O'Sullivan, 2001)。地热数值模拟技术很多, 微型机版本很容易使用。已经开展的模拟计算有几百例之多。这些模拟大多是水流模拟。它们考虑单相或多相流体流动对压力、重力、浮力等的响应, 并且与热传递相耦合。这些模型常常也考虑不凝气体和腐质成分。近几年来, 模拟的发展趋势是“耦合模拟”, 即将热与水文因素和化学及力学因素的相互作用综合起来考虑。这样做可以得到更为切合实际的可靠的模型。

3.2 热储示踪技术

示踪剂最初用于确定地下水资源。地热系统的高温、高压、高流量和高无机溶解物使得在这种环境中应用示踪剂变得十分困难。地热示踪剂最初被用于探测开采井与回灌井之间的“短路”或通道。因为这种水力联系可以在几个月之内导致生产井停止产出。像这样的示踪试验比较简单。只需要肯定或否定的结论就可以了。检测限也只要达到 ppm 级。而且, 没有必要考虑示踪剂的热稳定性。后来, 回灌对于地热田开发利用变得至关重要了。研究人员因此就作了很多尝试, 开发能够示踪冷水在地热储中运动轨迹的方法。示踪技术有下述几个方面: 实验室试验、注入、取样、现场分析、结果的模拟计算。

在过去几十年中, 地热系统普遍老化, 许多都出现了蒸汽盖层。因此, 需要能够示踪两相流的示踪剂, 以及结果解释软件。在一些较大的地热田, 流场比较复杂, 这时需要采用天然示踪剂, 比如用 Cl 作代用品。这些大热田也需要耐高温的示踪剂和比较低的检测限。美国 The Geysers 地热田的过量开采令示踪剂在该热田的应用遇到很大麻烦。蒸汽示踪剂因此被用来为回灌和保持热储的流量服务。

常用的荧光示踪剂有: 诺丹明 (Rhodamine)、荧光钠 (Fluorescein Sodium)。常用的化学示踪剂有: KI、KBr 等。

放射性同位素示踪剂也正在得到越来越普遍的应用 (Thereska and Pang, 2004)。因为它们不受任何化学作用的影响, 探测与分析相对比较简单, 可能是最合适的地热系统示踪剂。但是, 放射性示踪剂的使用, 存在突出的安全问题, 应该在专业人员指导下进行。常用的放射性示踪剂有: I-131、I-125、H-3、S-35 等。

4 全球典型地热田

4.1 我国西藏羊八井地热田

羊八井地热田位于拉萨市西北约 90km, 热田自 1976 年开始勘察, 1977 年 9 月开始 1MW 试验机组发电, 此后装机容量逐渐增大, 1991 年完成羊八井地热电站装机容量 25.18MW, 是我国最早开发的, 也是唯一仍然发电运行的高温地热田。

热田的面积为 14.6km², 分为南、北两区, 以中尼公路为界, 南区以第四系砂砾层等构成孔隙裂隙热储, 有黏土和含砾黏土等构成盖层, 热储温度最高 161℃。北区以基岩裂隙热储为主, 薄层的第四系为盖层, 热储温度 172~202℃。

1991 年以前, 羊八井热田内共施钻地热井 70 眼, 总进尺 19430.42m, 其中勘探井 20 眼、探采结合井 8 眼、生产井 40 眼、回灌井 2 眼。钻井深度大多小于 500m, 其中 500~1000m 的井 3 眼, 大于 1000m 的井 2 眼。钻遇基岩的井孔共 39 个, 占钻井总数的 56%。由于种种原因, 部分早期的生产井陆续报废, 1993 年在编的生产井 26 眼, 南区、北区各 13 眼。随着地热田的开采, 热田浅层温度场出现变化, 在 20 世纪 80 年代即发现热田南区高温范围收缩, 热田北区东南部一些井中温度下降。

羊八井地热电站装机容量自 1991 年达到 25.18MW 后没有再增加。为了羊八井地热发电的可持续生产, 西藏地质矿产勘察开发局和地热地质大队在羊八井投入了热田深部地热资源的勘察。1993 年 11 月在查桑沟北端钻成 ZK4002 井, 终井深 2006.8m, 在钻到 1850m 时井下温度就高达 262℃; 1994 年 3 月下滤管后用气举引喷成功, 1994 年 5 月 8 日测得成井后恢复的最高温度为 329.8℃。

1995 年 9 月 17 日~1996 年 10 月 15 日完成了 ZK4001 井, 终井深度 1459.09m, 井下最高温度 251℃。该井在放喷过程中温度有上升趋势, 流量无衰减, 而且无须引喷, 放喷持续半个月, 井口无任何垢物沉淀, 井口工作压力 1.47MPa, 端压 0.49MPa, 井口温度 200℃, 汽水总量 302t/h, 据此计算单井发电可达 12MW。

日本国际协力机构 (JICA) 于 2000~2004 年期间资助了西藏羊八井地热资源调查项目, 施工了一口钻井 (CJZK3001), 终孔深度为 2254.5m。用专业测井装置测量结果表明, 该孔揭穿了深、浅两个层段。浅段温度为 150℃, 深段温度为 270℃。矿物包裹体测得的温度于此相当 (宫崎真一等, 2006)。但是, 由于技术因素, 该孔未能获得流量足够的水蒸气。

由此可见, 羊八井热田深部地热资源的开发前景可观 (多吉, 2005)。

4.2 我国台湾清水地热田

台湾地处环太平洋火环的西南端, 也是欧亚板块与菲律宾海板块的汇聚边界。强烈的地壳活动造就了丰富的地热资源, 已经发现的火山与温泉出露点达到百个。

大屯火山区的地热田有较大的地热发电潜力。其中清水

热田的热储温度达到 225℃。该热田在 1977 年建立了 1.5MW 的地热电站。1981 年达到 3MW 的发电能力。但是, 第一年实际出力仅为 1.18MW。到第三年下降至 0.52MW。到 1993 年下降至 0.18MW, 从而被迫关闭。据后来研究, 矿物沉淀结垢是导致出力急剧下降的主要原因。但也有人认为是由于酸性地热流体 (热储中含有大量 H₂S 气体导致 pH 小于 2) 使地热电站的设备 (井、管、发电机组等) 受到严重腐蚀问题无法解决而很难加以开发利用。

4.3 哥斯达黎加的典型地热田

MIRAVALLS 热田是中美洲最大的热田 (见图 7-2-5)。热田位于哥斯达黎加西北部省的 Guanacaste 省, 离哥国首都圣何塞约 150 公里。地热田出露于 Miravalles 火山的西南部。可可斯板俯冲到加勒比海板块之下形成了安山岩岛火山链。热储为安山岩, 是一个典型的以水为主的热田。1994 年热田开始发电, 装机容量为 55MW。1998 年第二套 55MW 机组投入运行。到 2000 年, 该热田总装机达到 140MW。目前, 该热田的主要问题是热储压力持续下降, 给可持续开发利用造成威胁。



图 7-2-5 哥斯达黎加的 MIRAVALLS 地热田全景 (虎忠和摄)

4.4 菲律宾典型地热田

TONGONANG 地热田位于菲律宾中东部的莱特岛, 在吕宋岛棉兰老岛之间。1983 年, 112.5MW 电站投入运行, 结束了该地区缺电少能的“黑暗年代”。目前, 该地热田的装机容量已经达到 723MW, 是菲律宾的主干地热田。

Tongonang 地热田处于通过莱特岛的菲律宾断层上。地热田面积大约为 15km², 地形起伏很大。地热田有三个蒸汽生产区: Upper Mahiao (UM) (125MW), Tongonang-1 (TGN-1) (112.5MW) 以及 Malitbog South Sumburan (MS-SS) (231MW)。在 UM 区有 14 口生产井, 9 口回灌井。

自从 1983 年投入发电生产以来, 生产历史上大体上可以分为两个主要阶段: 一、1983~1995 年 TGN-1 单独运行阶段; 二、1996 年开始的三个区域同时运行阶段。从 2000 年起, 相当于 50MW 的蒸汽开始从该地热田向邻近的 Mahanagdong 地热田输送。

在生产过程中, 地热田的热储层发生了变化。其中包括: ①回灌水流入生产区; ②全地热田规模的沸腾; ③地热田周边冷水的入侵。对策包括改变回灌区域、减少周边区域生产井的产量等。这些措施有效地减缓了地热田出力衰减, 为可持续开发创造了条件 (Dacillo and Siega, 2003, Salonga et al, 2004)。

4.5 墨西哥典型地热田

CERRO PRIETO 地热田位于距墨、美边境 30km 的墨西哥一侧。它是迄今仍然处于商业运行的最大的液体主导的地热田 (Lippmann et al., 2004)。它是一个巨大的, 高温 (大于 300℃) 的地热田。它形成于索尔顿地槽南端。热储层为沉积岩和准沉积岩。它是一个典型的液体主导的地热田。

据估算, 该地热田的发电潜力为 780~800MW, 并且可以维持 30 年。到 2000 年, 该地热田的装机容量已经达到 720MW, 有 1.15 亿 t 的地热流体被抽取出来。

目前生产区的面积为 18km²。1986 年以前, 地热流体主要采自位于热田西部的浅层热储。1986 年以后, 地热流体主要采自分布于全区的深层热储 (大于 1.6km)。热储层的分布受 NE-SW 向断层的控制。

早期开发造成的热储减压很快就带来了低温淡水对西部浅层热储的入侵。后期的全区大规模开发则导致深层热储发生了多种变化, 包括沸腾、热田周边地下水入侵、相分离等。这些物理过程又引起了地热流体的化学成分变化。

尽管多年的开发导致了地热田部分地带的减压与降温。但是, 目前热田的温度和压力仍远远高于热田生产所需的最低压力。

4.6 印度尼西亚典型地热田

KAMOJIANG 地热田是印度尼西亚第一个投入商业性

运行的地热田。热田位于西爪哇省首府班顿 (Bandung) 东南约 40km, 1983 年即开始发电。1987 年达到目前的装机容量 140MW。该热田是干蒸气型的火山区高温地热田。不凝气体占蒸气总量不到 2%。热储岩石为安山岩。热田的勘探最早由荷兰火山调查局在 1926~1929 年间开展, 并且施工了小孔径钻孔。1971 年起印度尼西亚和新西兰政府共同组织了新一轮的勘探。到 1975 年在该热田共施工了 5 口勘探井, 深度达 700m。其中两口井在 600m 层段产出 232℃ 的蒸气。到目前为止, 在该热田已经施工了 77 口井, 有 33 口生产井。尽管地热田产出的基本上是干蒸气, 但是, 结垢现象已经有所发现。

4.7 新西兰典型地热田

WAIRAKEI 热田位于新西兰北岛的海波湖北岸的海波安山岩火山带的一部分。热田的天然放热量为 300~600MW。质量产出为 34 560t/d。深部主通道地热流体温度为 260~300℃。该热田是世界上第一个投入发电的以水为主导的地热田。1958 年开始发电, 迄今已经有近 50 年的历史。目前的装机容量为 220MW。长期开发造成减压和水-汽两相带的出现。关于这个热田的数值模拟做过很多。最近的模拟结果表明, 未来开发中应减少地热田内部的回灌量。因为回灌太多会影响深部流体的补充而导致热储温度下降。

第3章 地热发电的工程热力学基础

本章主要阐述地热发电中有关工程热力学方面的一些主要问题,为地热电站的热力系统计算提供必要的理论基础。

1 地热发电资源及其发电方式

地热发电是中高温地热资源利用的主要形式,它是利用天然的地热干蒸汽(或由地热水加热的低沸点工质蒸汽)驱动汽轮机,然后带动发电机发电,其能量转换过程和火力发电厂一样,基本上都是利用朗肯循环(Rankine cycle)来完成其热功转换过程。

用于发电的地热资源,目前主要有四种,即水热资源(Hydrothermal resources)、地压资源(Geopressed resources)、干热岩资源(Hot dry rock resources)和岩浆资源(Magma resources)。但目前只有水热资源能用于商业发电,其余的还处于试验研究阶段。

水热资源又分为以蒸汽为主的干蒸汽型和以热水为主的热液型(或湿蒸汽型)两种,它是由储存在多孔和渗透性好的储热岩石中的高温水和蒸汽所构成。对干蒸汽地热资源,在技术上是最容易利用的,因为干蒸汽能够直接用来驱动汽轮机,但目前世界上发现的干蒸汽地热资源为数较少,大多数为水热资源。

由于地热流体在渗透地层流动时溶解一些矿物质,如氯化钠(NaCl)、氯化钾(KCl)、氯化钙(CaCl₂)、二氧化硫(SO₂)等,也溶解一些不凝气体,常见的有二氧化碳(CO₂)、氮(N₂)和硫化氢(H₂S)等。地热流体中的矿物质是引起设备结垢的根源,而不凝气体(主要是CO₂)将影响凝汽器的真空度,从而影响机组的出力。为了抽走这些不凝气体,地热电站设有抽气系统,将不凝气体从凝汽器中抽走。地热流体的这些特性,是设计地热电站时必须面对的问题。

目前世界上用于商业发电的水热资源,其发电方式很多,根据地热井口流体性质,可分为地热干蒸汽发电、地热水发电和地热湿蒸汽发电三种类型。在每一种类型中还根据情况不同而采取不同的发电方式。所有各种类型的地热发电方式,其电站功率及效率计算,都以工程热力学为基础。本书将分三章分别对这三种类型的地热发电进行热力学分析,并建立起有关的热力计算方法。此外,对地热发电的一些特殊能量转换系统,亦将进行有关热力学分析,并建立起电站的功率及效率的计算方法。

2 地热发电与火力发电比较

由于地热发电和火力发电在热功转换过程中原理是相同的。因此通过两者比较,可以更容易地了解地热发电的原理及其有关热力系统计算方法。

图7.3-1及图7.3-2分别表示火力发电和地热发电的热力系统简图。

图7.3-1表示,由锅炉出来的过热蒸汽1进入凝汽式汽轮机发电机组,在完成其热能—机械能—电能的转换过程后,由汽轮机排出(乏汽)2,然后进入表面式凝汽器,向冷却水放热,并凝结成水3,最后由凝结水泵压缩升压后将凝

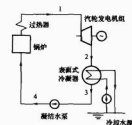


图 7.3-1 火力发电厂最简单的热力系统简图

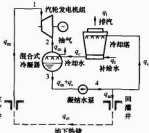


图 7.3-2 干蒸汽地热发电热力系统简图

水4送回锅炉加热,完成一个工作循环,如此周而复始,使热功转换过程连续进行。这就是火力发电厂工作的最简单郎肯循环。

地热发电工作过程如图7.3-2所示。来自地热生产井的干蒸汽1进入凝汽式汽轮机发电机组,进行热能—机械能—电能的转换,然后汽轮机的排汽2则进入混合式凝汽器,向冷却水放热,并凝结成水3。冷却所需冷却水源可由冷却塔或江河等冷却水源所提供。凝结水3经凝结水泵压缩升压后4,一部分 q_c 送入冷却塔,在塔内,地热水 q_c 被空气冷却后作为凝汽器的冷却水源;而另一部分凝结水 q_m 则回灌地下,并被地下热储所加热,完成一个工作循环,如此周而复始,连续完成其热功转换过程。这里,对复杂的地下热储的加热过程,图中作了简化。

由图7.3-1及图7.3-2比较不难看出,地热发电和火力发电在热功转换过程中原理是相同的,即它们都是利用水和水蒸气作为载热体(亦称工作物质,简称工质),在完成其循环的同时,也完成了热能—机械能—电能的转换过程。在采用冷却塔的发电系统中,凝结水在冷却塔中冷却时会向大气蒸发一部分蒸汽和飞散一部分水分,它们可由冷却塔的补给水或地热水来补充。

由于地热发电和火力发电一样,基本上都是利用朗肯循环来完成其热功转换,因此我们可用火力发电的热力计算方法,对地热电站的功率及热效率进行计算;但对热效率进行计算时是假设所有回灌的、并在地下热储中被加热的地热回水,其质量流量 q_m ,与进入电站热力系统的地热流体的质量流量 q_m 相等,如图7.3-2所示。

由图7.3-1及图7.3-2的比较还可看出:

(1) 地热电站对工质的加热是在地下热储中进行,而火力发电厂则是在锅炉中进行,因此地热发电既不需要庞大的锅炉及其辅助设备,也不需要消耗化石燃料,所以电站运行时没有灰渣和烟气对环境的污染,而且设备简单、运行费用也较低。

(2) 在地热发电系统中,由于不需回收凝结水,一般都采用冷却效率高及造价低的混合式或直接接触式凝汽器。只当为了环保,对硫化氢(H_2S)进行处理时,才需采用表面式凝汽器。

(3) 由于进入汽轮机的地热蒸汽参数(温度、压力)低,质量体积大,且焓降小,为了达到一定规模的发电量,就需要较大的蒸汽质量流量,因此汽轮机的体积及进汽管道都相对较大。

(4) 由于地热流体中溶有一些矿物质和不凝气体,因此地热电站要面对防腐防垢和环境保护等方面的问题。

(5) 地热电站的设计与火力发电厂不同,后者可以随意选取汽轮机的进口参数,或在更大范围内优选其他各种参数,但地热电站的设计则不同,其进口参数必须根据地热井口参数来定。而在某些情况下,对是否采用井下泵,会对井口参数有一定影响。此外,对厂址选择,地热电站将受到各地热井的分布位置所限制,而火力发电厂则相对地自由度较大。

3 地热发电基本热力过程计算

地热发电的热功转换过程,是遵循工程热力学的基本定律来进行的。在工程热力学研究中,要使热能连续地转换为机械能,是通过热力循环来进行的,而且不论是地热发电、火力发电,还是其他热力发动机——内燃机、燃气轮机等等,其热力循环都是由加热、膨胀、放热和压缩四个基本过程所组成,而每个过程都是在特定的设备中进行,正如我们在讨论地热发电和火力发电的工作过程时所看到的。因此要对地热电站的功率及效率进行计算时,首先必须了解上述四个过程的热力计算方法。其次,上述每个过程的进行都是通过工质的状态变化来完成的。因此我们还必须了解反映工质状态的状态参数计算方法。但是,在对工质的状态及其变化过程的计算时,这里不是从基本概念推导开始,而是直接应用工程热力学中已得出的结论。

我们知道,由热力学第一定律导出的稳定流动能量方程式为

$$q = \Delta h + \frac{1}{2} \Delta v^2 + g \Delta z + w \quad (7.3-1)$$

上式表示,在稳定流动中,对工质加入的热量(q),可能产生的结果是改变工质的焓(Δh)、动能($\frac{1}{2} \Delta v^2$)或位能($g \Delta z$),或同时三项都发生变化;此外,还有对外界产生的功(w)。式中各项单位均为 kJ/kg 。工程热力学规定,凡对工质加热, q 为正,工质对外放热, q 为负;工质对外做功(膨胀功), w 为正,外界对工质做功(压缩功), w 为负。

稳定流动能量方程式是一个普遍的通用能量方程式,对某一特定过程,它将得到简化,如图 7.3-3 所示。

(1) 对地下热储的加热过程,参看图 7.3-3 (a),稳定流动能量方程式将变为

$$\text{由于 } \frac{1}{2} \Delta v^2 \approx 0, g \Delta z \approx 0, w = 0$$

$$\text{因此 } q_1 = \Delta h = h_2 - h_1 \quad (7.3-2)$$

另外,对水来说,其加热和放热过程,还可用质量热容 c [$\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$] 来计算

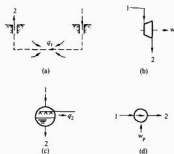


图 7.3-3 地热发电四个基本

热力过程的热和功计算

(a) 地下热储加热; (b) 汽轮机膨胀做功

(c) 冷凝放热; (d) 凝结泵压缩功

$$dq = c dt = c dT \quad (7.3-3)$$

$$q = \int_1^2 c dt = \bar{c}(t_2 - t_1) = \bar{c}(T_2 - T_1) \quad (7.3-4)$$

$$\text{并有 } q = h_2 - h_1 = \bar{c}(T_2 - T_1) \quad (7.3-5)$$

式中, \bar{c} 为在 $t_1 \sim t_2$ 范围内的平均质量热容,在一般计算中,对水可取 $c = 4.2 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ 。

(2) 对汽轮机绝热膨胀做功过程,参看图 7.3-3 (b),将有

$$\text{由于 } q = 0, \frac{1}{2} \Delta v^2 \approx 0, g \Delta z \approx 0$$

$$\text{因此 } \Delta h + w = 0, \text{ 或 } w = -\Delta h = h_1 - h_2 \quad (7.3-6)$$

(3) 工质在凝汽器内放热过程,参看图 7.3-3 (c)

$$\text{由于 } \frac{1}{2} \Delta v^2 \approx 0, g \Delta z \approx 0, w = 0$$

$$\text{因此 } -q_2 = \Delta h, \text{ 或 } q_2 = -\Delta h = h_1 - h_2 \quad (7.3-7)$$

(4) 凝结水泵对工质压缩过程,参看图 7.3-3 (d)

$$\text{由于 } \frac{1}{2} \Delta v^2 \approx 0, g \Delta z \approx 0, q = 0$$

$$\text{因此 } \Delta h + (-w) = 0, w = \Delta h = h_2 - h_1 \quad (7.3-8)$$

上述与循环有关的四个基本热力过程的计算方法,有一个共同点,即都和焓差 Δh 有关,它们是以地热发电热力计算的基础。此外,在地热发电的流程中由于减压而产生的节流过程,也是热力计算中要遇到的问题。

工质在管内流动时,由于通道截面突然缩小,使工质压力降低,这种现象称为节流,如图 7.3-4 所示。由于工质流经缩口的时间很短,来不及和外界进行热交换,所以节流过程可看作为是绝热的。

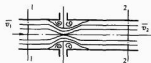


图 7.3-4 节流过程

对节流前后 1 及 2 两处的参数分析可知

$$\frac{1}{2} \Delta v^2 \approx 0, g \Delta z \approx 0, q = 0, w = 0$$

$$\text{因此 } \Delta h = 0, \text{ 即 } h_1 = h_2$$

亦即节流前后的焓值相等。

上述各热力过程的计算,主要是焓 h 的计算,因此在地热发电的热力计算中焓 h 是一个重要的热力参数。在工程热力学中,焓 h 是个复合参数,它的定义是: $h = u + pv$, 单

位为 kJ/kg ；因为内能 u 、压力 p 、质量体积 v 均为状态参数，故焓 h 也是一个状态参数；当状态确定之后，焓 h 也就被确定。

4 地热发电热力参数计算

在地热发电的热力计算中，有关的状态参数主要是焓 (h) 和熵 (s)。由工程热力学可知，表示热量与状态参数之间的关系式为

$$dq = Tds \quad (7.3-9)$$

$$\text{或} \quad q = \int_1^2 Tds \quad (7.3-10)$$

从上式中可看出，若以热力学温度 T 和单位质量熵 s 作为直角坐标组成 $T-s$ 图 (见图 7.3-5)，则 1-2 过程线下面所包含的面积 $12s_1s_2$ 就代表单位质量热量 q_1 。当 $ds=0$ 时， $dq=0$ ，面积为 0，即为绝热过程；换言之，等熵 ($s_1=s_2$) 过程是一个理想的绝热过程。由于 $T-s$ 图中面积是代表热量，因此 $T-s$ 图有时也叫做热量图，它对热功转换过程的研究具有重要意义。

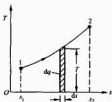


图 7.3-5 工质的状态变化过程
在 $T-s$ 上表示

由于地热发电所用的工质主要是水和水蒸气，因此我们要研究水和水蒸气的状态变化在 $T-s$ 图上的表示以及其状态参数的计算方法。另一方面，由于地热水在地下热储中被加热时可视为和锅炉一样，是在定压下进行的，因此我们要研究在定压下加热时水是如何产生蒸汽的。图 7.3-6 表示水在定压下，从某个常温状态 a 开始被加热，水温上升，至 b 点时水开始沸腾汽化，再继续加热，便产生汽水共存的湿蒸汽区 ($b-d$)，这时水温保持不变。即在湿蒸汽区内，过程线是一条直线，它表示，该过程既是定压过程，同时也是定温过程。当继续加热至 d 点时，水分全部变成蒸汽，以后再加热，水蒸气温度便开始上升，成为过热蒸汽 e 。 $a-b-d-e$ 线表示水在定压下加热，直至变成过热蒸汽时的状态变化过程。其中 a 点称为未饱和水状态， b 点为饱和水状态， d 点为干饱和汽状态， e 点为过热蒸汽状态。若把所有关键点 b, b', \dots 及 d, d', \dots 连成曲线，则 $b-c$ 线称为饱和水线， $c-d$ 线称为饱和汽线， c 点称为水的临界点。在临界点上，饱和水和饱和蒸汽不分，处于同一状态。对水来说，临界点压力 $p_c = 22.129 \text{ MPa}$ ，温度 $t_c = 374.15^\circ\text{C}$ ，质量体积 $v_c = 0.00326 \text{ m}^3/\text{kg}$ 。

在湿蒸汽区内，用蒸汽干度 x 来表示汽水含量的份额，它的定义是

$$x = \frac{\text{干饱和蒸汽的质量}}{\text{湿蒸汽的总质量}} \quad (7.3-11)$$

由于在饱和水线上还没有出现蒸汽，蒸汽干度 $x=0$ ；在饱和汽线上水全部变成蒸汽， $x=1$ 。而在湿蒸汽区内， $0 < x < 1$ 。

水蒸气作为实际气体，它的状态方程式很复杂，为方便起见，在工程计算中，通常把水和水蒸气的热力性质，按国

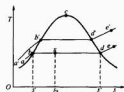


图 7.3-6 水和水蒸气的状态
变化过程在 $T-s$ 图上的表示

际水蒸气会议所制定的骨架表，和由此计算所得的数据制成图和表来查用。

对地热发电的热力计算，一个主要任务是计算汽轮机所做的功。由于其功 $w = h_1 - h_2$ ，而 h_1 是已知的进汽参数，因而功的计算便归结为求汽轮机的膨胀终点的焓 h_2 。当所用工质为水蒸气时，因其在汽轮机内的膨胀终点状态是在湿蒸汽区内，而湿蒸汽区内的参数是可以计算的，因此，我们只需应用水蒸气表来计算就够了，它包括“饱和水和饱和水蒸气表”及水和“过热蒸汽表”两种；而当所用工质为低沸点有机物质的蒸气时，如双工质循环发电，由于这类工质很多，其热力性质各不相同，它们在汽轮机内的膨胀终点，有的是在湿蒸汽区内，有的是在过热蒸汽区内，两者计算方法则完全不同。根据这些情况，下面我们将根据工程热力学基本原理，详细讨论蒸汽在汽轮机内的膨胀终点的焓 h_2 的计算方法，包括在湿蒸汽区和过热区的计算方法，也包括采用水蒸气表和线图的计算方法。

首先讨论用蒸汽表的计算方法。由于工质的状态，可由两个独立的状态参数来确定，但在湿蒸汽区内，温度和压力互为函数，两者只能以其中一个作为独立参数，因此要确定湿蒸汽的状态，就必须由蒸汽干度 x 及温度或压力两者中的一个参数来共同确定。

从图 7.3-6 中对水和蒸汽的加热过程可以看到，湿蒸汽的状态参数值，是由饱和水的参数值和干度为 x 时汽化后的增值相加而得，即

$$s_x = s' + x(s'' - s') \quad (7.3-12)$$

$$h_x = h' + x(h'' - h') \quad (7.3-13)$$

式中： s' 及 h' 为饱和水的质量熵和焓； s'' 及 h'' 为饱和汽的质量熵和焓。它们均可根据湿蒸汽温度 (或压力) 从饱和水蒸气表中查得，因此只要知道湿蒸汽干度 x 及温度 (或压力)，就可求出湿蒸汽的状态参数。为便于识别起见，在工程热力学中，通常用 s' 表示饱和水状态，用 s'' 表示饱和汽状态。

对湿蒸汽的热力状态参数计算，还可由下列方法求得：由饱和水加热至干度为 x 时的单位质量热量 q_x (参看图 7.3-6)

$$q_x = \int_1^x Tds = T(s_x - s') \quad (7.3-14)$$

上式表明，在 $T-s$ 图中过程线下面的面积 (bxs_1s') 代表热量 (q_x)，在湿蒸汽区，代表热量的面积为一直形面积。这点对湿蒸汽计算很方便。

由式 (7.3-12) 可知，在湿蒸汽范围内的定压加热为

$$q_x = h_x - h'$$

由此得

$$q_x = h_x - h' = T(s_x - s')$$

因此

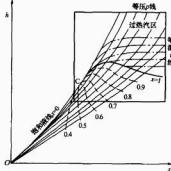
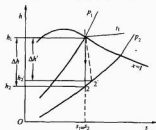
$$h_x = h' + T(s_x - s') = h' + x(h'' - h') \quad (7.3-15)$$

$$s_x = s' + \frac{(h_x - h')}{T} = s' + x(s'' - s') \quad (7.3-16)$$

式 (7.3-15) 是计算汽轮机的膨胀终点湿蒸汽焓值 h_2 的基本公式; 式 (7.3-16) 是计算湿蒸汽质量熵的基本公式, 在两级闪蒸地热发电的计算中将得到应用。

上述所列的计算湿蒸汽参数的诸式, 不论是对水蒸气还是对低沸点工质的蒸气都适用。除应用公式计算外, 也可用有关线图来计算湿蒸汽参数。现把地热发电中有时要用到的 h - s 图及 P - h 图简介如下。

水蒸气的 h - s 图如图 7.3-7 所示, 与其他线图一样, h - s 图也是根据“饱和水和饱和水蒸气表”及“过热蒸汽表”中的数据绘制而成的。图 7.3-7 是 h - s 图的全貌, 包含有等压线群、等温线群, 在湿蒸汽区内, 还有等干度 x 线群等。但该全貌图在工程上很少采用, 实际应用的是 h - s 图的上部分, 包括过热汽区和湿蒸汽区, 如图 7.3-8 所示。现举例说明, 如何利用该图来计算地热发电汽轮机所做的功。

图 7.3-7 水蒸气的 h - s 图图 7.3-8 h - s 图的应用

设汽轮机的进口状态为某温度 t_1 下的饱和蒸汽 1, 在理想情况下, 蒸汽在汽轮机中作等熵膨胀 (可逆的绝热过程), 其压力由 p_1 降至 p_2 , 由式 (7.3-6) 可知, 汽轮机的膨胀过程 1-2 所做的功为 $w = h_1 - h_2$, 2 点为湿蒸汽状态, 其焓值 h_2 可直接从纵坐标读出, 而不需通过计算。这是应用 h - s 图的方便之处。但其精确度则不如计算值高。 $\Delta h = h_1 - h_2$ 称为汽轮机的理想焓降, 也就是说, 汽轮机的做功是没有损失的。但在实际过程中, 蒸汽在汽轮机内将热能转换为机械能时是有各种损失的, 如摩擦损失等, 因此实际过程不是按等熵膨胀, 而是按熵增方向移动, 汽轮机的实际焓降为 $\Delta h' = h_1 - h_2'$, 由于 $\Delta h > \Delta h'$, 因此汽轮机的实际工作过程比理想过程的做功要少。为了衡量汽轮机工作的完善程度, 我们用汽轮机的相对内效率 η_{is} 来表示, 其定义为

$$\eta_{is} = \frac{\text{汽轮机实际功}}{\text{汽轮机理论功}} = \frac{w'}{w} = \frac{\Delta h'}{\Delta h} = \frac{h_1 - h_2'}{h_1 - h_2} \quad (7.3-17)$$

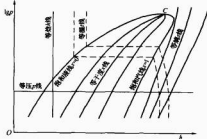
如果已知汽轮机相对内效率 η_{is} , 则由上式可确定汽轮

机实际膨胀终点焓值 h_2'

$$h_2' = h_1 - \eta_{is}(h_1 - h_2) \quad (7.3-18)$$

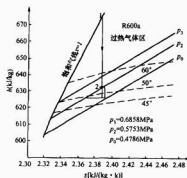
式 (7.3-18) 在两级闪蒸热力过程的计算中将得到应用。

对低沸点工质的热力过程计算, 当其在汽轮机内的膨胀终点是在过热气体区时, 使用的线图是 p - h 图 (压-焓图), 如图 7.3-9 所示, 它在制冷空调中经常使用。为使图清晰、易于了解起见, 该简图只给出与地热发电计算有关的等压、等焓、等温、等熵、等干度 x 等线群。在工程应用中, 为了缩小图的面积, 纵坐标 p 是采用 $\lg p$ 来标注 (但由图中读出的是绝对压力值, 而不是压力的对数值)。对 $\lg p$ - h 图的编制是专门为制冷空调使用的, 对地热发电没有水蒸气的 h - s 图那么方便。

图 7.3-9 低沸点工质的 $\lg p$ - h 图

不论是 h - s 图或 $\lg p$ - h 图, 用来计算过程中焓的变化 Δh 是很方便的, 但其缺点是精度不高, 为了解决这个问题, 工程计算中是采用大尺寸的线图。

为了方便与准确地计算汽轮机膨胀终了时的过热气体质量焓 h_2 , 本书将提出一种利用低沸点工质的“过热气体热力性质表”来进行计算的方法。表 7.3-1 为以低沸点工质 R600a (异丁烷) 为例的、在一般冷凝温度范围内的“饱和气体和过热气体热力性质”的部分数据表, 为了说明方便, 我们先将表中的数据绘成 h - s 图, 如图 7.3-10 所示。饱和气线 ($x=1$) 是根据在不同饱和压力 (或饱和温度) 下饱和气体的质量焓和熵的数值绘制而成, 凡温度高于该饱和压力下的饱和温度时, 气体就处于过热状态, 如表 7.3-1 所示。表中所列举的是在三种饱和压力 p_0 、 p_1 、 p_2 下, 在各自不同的过热温度时的气体质量焓和熵。若把某一压力 p 下的各过热气体状态点的焓和熵在图中标出并连成线, 该线就为等压线, 等压线基本上是一条直线; 图中还把处于过热状态下的相同温度连成线, 称为等温线。等焓线和等熵线是垂直

图 7.3-10 低沸点工质的 h - s 图

$$\begin{aligned}
 h_g'' &= h_1' + \frac{\Delta h_g' \Delta t_1}{\Delta t_2} \\
 &= \left[(2734.3 - 2733.1) \times \frac{(140.5 - 140)}{141 - 140} \right] \text{kJ/kg} \\
 &= 2733.7 \text{ kJ/kg} \\
 s_g' &= s_1' + \frac{\Delta s' \Delta t_1}{\Delta t_2} \\
 &= \left[1.7390 + \frac{(1.7493 - 1.7390) \times (140.5 - 140)}{141 - 140} \right] \text{kJ/(kg} \cdot \text{K)} \\
 &= 1.7442 \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)} \\
 s_g'' &= s_1'' + \frac{\Delta s'' \Delta t_1}{\Delta t_2} \\
 &= \left[6.9284 + \frac{(6.9190 - 6.9284) \times (140.5 - 140)}{141 - 140} \right] \text{kJ/(kg} \cdot \text{K)} \\
 &= 6.9237 \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}
 \end{aligned}$$

本例题亦可式(7.3-20)求解,因 $\Delta t_1 = \frac{1}{2} \Delta t_2$,即

$$(140.5 - 140) = \frac{1}{2} \times (141 - 140), \text{ 故有}$$

$$\begin{aligned}
 h_g' &= \frac{1}{2} (h_1' + h_3') = \frac{1}{2} \times (589.1 + 593.4) \text{ kJ/kg} \\
 &= 591.25 \text{ kJ/kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 h_g'' &= \frac{1}{2} (h_1'' + h_3'') = \frac{1}{2} \times (2733.1 + 2734.3) \text{ kJ/kg} \\
 &= 2733.7 \text{ kJ/kg}
 \end{aligned}$$

$$s_g' = \frac{1}{2} (s_1' + s_3') = \frac{1}{2} \times (1.7390 + 1.7493) \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}$$

$$s_g'' = \frac{1}{2} (s_1'' + s_3'') = \frac{1}{2} \times (6.9190 + 6.9284) \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}$$

$$= 6.9237 \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}$$

(2) 湿蒸汽质量 h_{gx} 和 s_{gx} 为

$$\begin{aligned}
 h_{gx} &= h_g' + x(h_g'' - h_g') = [591.25 + 0.1 \times \\
 &\quad (2733.7 - 591.25)] \text{ kJ/kg} = 805.50 \text{ kJ/kg}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 s_{gx} &= s_g' + x(s_g'' - s_g') = [1.7442 + 0.1 \times \\
 &\quad (6.9237 - 1.7442)] \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)} = 2.262 \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}
 \end{aligned}$$

至此,我们已经了解汽轮机在等熵膨胀终了时的质量焓 h_2 的计算方法,包括在湿蒸汽(气)区,和在过热区质量焓 h_2 的计算方法,这是地热发电功率计算的基础。

以上是根据热力学第一定律导出的开口系统的稳定流动能量方程式,应用于各种热力过程计算,以及有关热力参数的计算和线图的应用。当热力学第一定律应用于闭口系统时,例如对活塞式汽缸加热时(见图7.3-12),其能量转换形式为

$$dq = du + dw$$

$$\text{或} \quad q = \Delta u + w \quad (7.3-21)$$

该式表明,在一个闭口系统内,加给工质的热量(q),一部分用于对外做功(w),另一部分用于增加工质的内能(Δu)。

5 地热发电热力循环分析

如前节所述,任何热力循环都是由加热、膨胀、放热和压缩四个基本热力过程所组成。图7.3-13和图7.3-14中12341分别为火力发电和地热带于蒸汽发电的热力循环(也是最简单的朗肯循环)在 $T-s$ 图上表示。4-1为对工质加热过程,1-2为工质膨胀做功过程,2-3为工质冷凝放热过程,3-4为工质被压缩过程。这两个热力循环所不同的是,火力发电

的工质在锅炉中加热时是过热的,而地热发电的回水在蒸汽机热储中加热后,上升至井口时的状态,大多数是干饱和和蒸汽(个别井口有稍微过热的)。

在热功转换的热力循环中,除应用热力学第一定律外,还必须应用热力学第二定律。因为热力学第一定律只说明能量转换和守恒的问题,但没有说明热能转换的特殊性,即热能的质量(温度)对做功能力大小的影响以及热功转换中的方向和限度的问题。这些问题将由热力学第二定律来说明。对热力学第二定律的表述方式很多,其中一种比较明确的表述是:在一个热力循环中,高温热源加给工质的热量(q_1),不可能全部转变为功(w),其中必有一部分作为冷源损失,而向低温热源放热(q_2)。即循环所做的功为

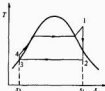


图 7.3-13 火力发电热力循环

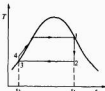


图 7.3-14 地热带于蒸汽发电热力循环

$$\begin{aligned}
 w &= q_1 - q_2 = \text{面积 } 41s_1s_34 - \text{面积 } 2s_1s_32 \\
 &= (h_1 - h_4) - (h_2 - h_3) \\
 &= (h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)
 \end{aligned}$$

式中: w 为循环所做的功(即循环所包围面积12341) kJ/kg ; $(h_1 - h_2)$ 为汽轮机所做的膨胀功 kJ/kg ,亦可由式(7.3-6)得出; $(h_4 - h_3)$ 为凝结水泵压缩功 kJ/kg ;亦可由式(7.3-8)得出。

在地热发电中,由于蒸汽初压不大,因此凝结水泵消耗的压缩功,与汽轮机的膨胀功相比,相对较小,为简化工程计算,往往将其忽略(或放在厂用电中一并考虑),即 $h_4 \approx h_3$,因此在 $T-s$ 图中,3、4两点可视为重合(参看图7.3-15)。

循环所做的功 w 与加给工质的热量 q_1 之比,称为循环热效率 η

$$\eta = \frac{w}{q_1} = \frac{q_1 - q_2}{q_1} \approx \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_3} \quad (7.3-22)$$

它表明在循环的热功转换中,热能的可利用程度,或热能可转变为可用功程度。由上式可看到,提高循环加热量 q_1 ,或降低向冷源的放热损失 q_2 ,均可提高循环热效率 η 。也就是说,在循环中提高工质的初温,或降低冷凝放热温度,均可提高循环热效率。这就是采用高温地热资源,和降低冷源温度,可提高地热发电经济性的原因。提高循环热效率的具体方法很多,它是工程热力学研究的主要任务之一。

上述地热发电的热力循环图(见图7.3-14),是我们今后在进行各种发电系统的热力计算时所用的基本热力循环图。这里需要指出的是,该 $T-s$ 图所表示的各种热力过程,都是理想的可逆过程,没有考虑过程的各种不可逆损失。但在实际过程计算中,我们将考虑这些损失。

6 地热流体的最大可用功

是指在理想情况下,地热流体从井口的初始状态等熵膨胀至环境冷却温度时所做的最大的功。

在地热发电中,作为载热体的工质有两种:一种是以地热水蒸气作为工质,包括干蒸汽循环、闪蒸汽循环等各种发电

系统, 统称为水蒸气循环; 另一种是以地热水来加热某种低沸点有机物质, 使之变成蒸气, 然后利用该蒸气作为工质, 并按郎肯循环进行热功转换, 称为双工质循环。下面我们将讨论采用这两种循环时地热流体的最大可用功。

6.1 水蒸气循环的地热流体最大可用功

(1) 地热干蒸汽。如图 7.3-15 所示, 地热干蒸汽的最大可用功是从井口的初始状态 1 等熵膨胀至环境冷源温度的状态 5 时对外所做的功 (面积 1561)。工程上由于传热存在温差, 蒸汽由状态 1 只能膨胀至冷凝温度 2, 而达不到理想的最低环境冷源温度 5, 因此实际所作的功 (面积 1241) 达不到最大可用功, 两者差值如图 7.3-15 中阴影面积所示。 T_c 为蒸汽冷凝热力学温度 (K), T_e 为环境冷源热力学温度 (K)。由图 7.3-15 可得出, 地热干蒸汽最大可用功 w_{\max} (kJ/kg) 为

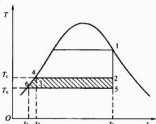


图 7.3-15 干蒸汽的最大可用功

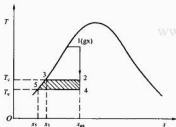


图 7.3-16 湿蒸汽的最大可用功

$$\begin{aligned} w_{\max} &= h_1 - h_5 = q_1 - q_2 \\ &= (h_1 - h_6) - (h_5 - h_6) \\ &= h_1 - h_6 - T_e(s_1 - s_6) \end{aligned} \quad (7.3-23)$$

式中: h_1 及 s_1 分别为干蒸汽质量焓 (kJ/kg) 及熵 [kJ/(kg·K)], 由干蒸汽温度 t_1 确定; h_6 及 s_6 分别为饱和水质量焓 (kJ/kg) 及熵 [kJ/(kg·K)], 由环境温度 T_e 确定。

当已知地热井口蒸汽温度 t_1 及环境冷源温度 T_e 后, 式中各热力参数, 就可由“饱和水蒸气表”中查出。

(2) 地热湿蒸汽。当井口地热流体为湿蒸汽时, 如图 7.3-16 所示, 其最大可用功是由井口湿蒸汽状态 1 (gx) 等熵膨胀至环境冷源温度 4 时对外所做的功。它比工程上只能膨胀至冷凝温度 2 时所做的功要大, 其差值如图 7.3-16 中阴影面积所示。由图 7.3-16 可得出, 地热湿蒸汽的最大可用功为

$$w_{\max} = h_1 - h_4 = h_{gx} - h_5 - T_e(s_{gx} - s_5) \quad (7.3-24)$$

式中: h_{gx} 、 s_{gx} 分别为湿蒸汽的质量焓和熵, 由井口湿蒸汽温度 t_1 和干度 x 确定, kJ/kg, kJ/(kg·K); h_5 及 s_5 分别为饱和水的质量焓和熵, 由环境冷源温度 T_e 确定, kJ/kg, kJ/(kg·K)。

(3) 地热水。当地热井口流体为饱和地热水时, 其最大可用功是由井口初始状态 1, 等熵膨胀至环境冷源温度 4 时对外所做的功。它比工程上只能由状态 1 膨胀至冷凝温度 2 时所做的功要大, 其差值如图 7.3-17 中阴影面积所示。由图 7.3-17 可知, 地热水最大可用功是一个三角形面积 (1451), 其值为

$$W_{\max} = h_1 - h_4 = h_1 - h_3 - T_e(s_1 - s_3) \quad (7.3-25)$$

式中: h_1 及 s_1 分别为饱和水的质量焓, kJ/kg 及熵, 由地热水温度 t_1 确定 kJ/(kg·K); h_3 及 s_3 分别为饱和水的质量焓及熵, 由环境冷源温度 T_e 确定, kJ/kg, kJ/(kg·K)。

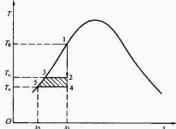


图 7.3-17 地热水最大可用功

6.2 双工质循环的地热水最大可用功

图 7.3-18 为双工质循环的地热发电系统简图。地热水在换热器中加热低沸点工质, 使其转变为蒸气而进入汽轮机做功。地热水最大可用功, 是当其加热低沸点工质时, 由井口初始温度 T_1 降至环境温度 T_e 时其放热量所能产生的功。如图 7.3-19 所示, 它比由井口温度 T_1 降至热力系统的回灌温度 T_r 时所做的功要大, 其功的差值如图 7.3-19 中阴影面积所示。我们可把该图看成是一个三角形循环 (面积 1321), 并可由此得出, 双工质循环的地热水最大可用功为

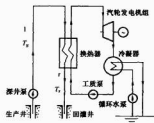


图 7.3-18 双工质循环的地热发电系统简图

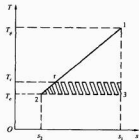


图 7.3-19 地热水最大可用功计算

$$u_{\max} = h_1 - h_2 - T_c(s_1 - s_2) \quad (7.3-26)$$

由于未饱和水的质量熵 s_1 及 s_2 计算不方便, 上式可作如下变换

由式 (7.3-9) 及式 (7.3-3) 得

$$\begin{aligned} ds &= \frac{dq}{T} = c \frac{dT}{T} \\ s_1 - s_2 &= \int_1^2 c \frac{dT}{T} = \bar{c} \ln \frac{T_1}{T_2} = \bar{c} \ln \frac{T_g}{T_c} \end{aligned} \quad (7.3-27)$$

或

参看式 (7.3-5), 当地热水放热时得

$$q = h_1 - h_2 = \bar{c}(T_1 - T_2) = \bar{c}(T_g - T_c) \quad (7.3-28)$$

将式 (7.3-27) 及式 (7.3-28) 代入式 (7.3-26) 得

$$u_{\max} = \bar{c}(T_g - T_c) - T_c \bar{c} \ln \frac{T_g}{T_c} \quad (7.3-29)$$

应用式 (7.3-30) 来计算从地热水中获取的最大可用功时, 就可不必通过计算水的质量熵 s_1 及 s_2 , 而直接利用已知的 T_g 及 T_c 来计算就可以了。式中 \bar{c} 是在 $T_g \sim T_c$ 温度范围内水的平均质量热容。对水的质量热容 c 有影响的主要是温度, 而压力的影响则甚微, 计算时可不必考虑; 在温度为 80~200℃ 范围内, 水的质量热容相应为 $c=4.19 \sim 4.26 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$, 对一般计算可取 $\bar{c}=4.2 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$, 或查者有关手册。

式 (7.3-29) 亦可应用于上述闪蒸循环中地热饱和水的最大可用功的计算。

7 地热电站热经济性指标

地热电站的生产过程, 是把地热能转换为电能, 它是由热力设备和发电设备来共同完成的。在这种能量转换过程中, 将有各种能量损失, 如热源损失、汽轮机内部不可逆损失、机械损失、电机损失等, 从而使热能只有一部分转变为电能。地热电站热经济性, 是从热力学上和经济上衡量各种设备在其能量转换过程中的完善程度, 以便采取改进措施。地热电站的热力学性能和经济性指标通常用下列各项表示:

(1) 电站净效率 $\eta_{\text{net}}(\%)$ 是指电站输出净功率的热当量与地热流体的循环加热量之比, 即

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{\Phi} \quad (7.3-30)$$

(2) 资源利用效率 $\eta_r(\%)$ 是指电站的净功率的热当量与地热流体的最大可用功之比, 即

$$\eta_r = \frac{3600 P_{\text{net}}}{q_m u_{\max} \times 10^3} \quad (7.3-31)$$

(3) 汽耗率 $d [\text{kg}/(\text{kWh})]$ 是指电站每发出 1kWh 电所消耗的蒸汽量, 即

$$d = \frac{q_m \times 10^3}{P_{\text{net}}} \quad (7.3-32)$$

(4) 每吨地热流体的净发电量 $Ne (\text{kWh}/\text{t})$

$$Ne = \frac{P_{\text{net}}}{q_m} \quad (7.3-33)$$

(5) 电站每千瓦投资 I (万元/kW)

$$I = \frac{R}{P_{\text{net}}} \quad (7.3-34)$$

式中: P_{net} 为电站净输出功率, kW; Φ 为电站循环加热量, kJ/h; q_m 为地热流体 (或蒸汽) 质量流量, t/h; u_{\max} 为地热流体最大可用功, kJ/kg; R 为投资总额, 万元。单位转换: $1 \text{ kWh} = 3600 \text{ kJ}$; $1 \text{ t} = 10^3 \text{ kg}$ 。

上述各热经济性指标在进行电站的热力系统计算时将得到具体应用。由于本书不涉及地热发电的热力设备及发电设备的设计工作, 因此对电站每千瓦投资 I 将不进行计算。

上述各热经济性指标, 既包含有火力发电厂的评价指标, 也包含有以地热资源为特点的评价指标。下面我们将对此进行说明。

7.1 火力发电厂主要热经济性指标

火力发电厂的生产过程是把锅炉燃烧产生的热能转换为电能, 但在任何情况下都不可避免地要在热能转换过程中产生各种损失, 损失越多, 电厂输出的功率就越少, 效率也越低。在工程热力学研究中, 对每一种损失, 都以相应的效率来表示。

火力发电厂的全厂效率 η_T (毛效率) 为

$$\eta_T = \frac{3600 P}{\Phi_b} = \eta_b \eta_p \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.3-35)$$

式中: η_T 为电厂的全厂效率 (毛效率), $\eta_T = 29\% \sim 43\%$; P 为电厂发电毛功率, kW; Φ_b 为锅炉加热量, kJ/h; η_b 为锅炉热效率, $\eta_b = 90\% \sim 94\%$; η_p 为管道效率, $\eta_p = 99\%$; η_a 为郎肯循环热效率, $\eta_a = 40\% \sim 54\%$; η_m 为汽轮机相对内效率, $\eta_m = 86\% \sim 88\%$ (大型汽轮机); η_g 为机械效率, $\eta_g = 96\% \sim 99\%$; η_e 为发电机效率, $\eta_e = 97\% \sim 99\%$ 。

式 (7.3-35) 是电厂发电功率的热当量与锅炉加热量之比, 表明在锅炉中加热产生的蒸汽, 通过郎肯循环及经历各种损失之后, 热能转变为电能的程度, 或全厂效率 η_T 是各个效率之连乘积。

设厂用电为 P_c , 则电厂的净输出功率为

$$P_{\text{net}} = P - P_c = P \left(1 - \frac{P_c}{P} \right) = P(1 - X) \quad (7.3-36)$$

电厂净效率为

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{\Phi_b} = \eta_b \eta_p \eta_a \eta_m \eta_g (1 - X) \quad (7.3-37)$$

式中: X 为厂用电率, $X = P_c/P = 4\% \sim 6\%$; η_{net} 为电厂净效率, $\eta_{\text{net}} = 27\% \sim 42\%$ 。

对地热电站, 因没有锅炉热损失, $\eta_b = 1$; 另外, 地热电站的管道效率 η_p , 因其和地热井群的分布位置与电站厂房的距离、以及管网的走向有关, 目前还没有可参考的 η_p 数值范围, 为使计算简化, 本书计算时是将其的计算包含在汽轮机的相对内效率 η_m 之内 (实际设计时要作具体计算), 即计算时取 η_m 值比实际值小, 以适当考虑汽轮机的进汽和排汽损失以及地热流体输送的管道损失。这样地热电站净效率 [式 (7.3-28)] 就变为

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{\Phi} = \eta_a \eta_m \eta_g (1 - X) \quad (7.3-38)$$

有的学者认为, 对地热发电不宜采用电站净效率 (或循环热效率) 来表示其热力学性能, 原因是地热电站的加热量 Φ 不是由燃料燃烧所产生, 而是由热储所加热, 这个加热过程很复杂, 同时地热发电系统不是封闭的, 因此循环加热量 Φ 很难进行计算。本章在比较地热发电和火力发电时, 为了能对循环热效率进行计算, 假定地热发电的回水将全部回灌, 使地热电站的流程构成一个封闭系统, 这样循环加热量 Φ 就可计算了。虽然这与地热电站的运行情况有些出入, 但对电站功率及其热经济性指标的计算并无影响。由于电站净效率 η_{net} 和循环热效率 η 在电厂热经济性指标和热力学研究中具有重要意义, 而且用得最多、最普遍, 并与火力发电以及各种类型的热力发动机均有可比性, 因此引入电站净

率 η_{net} 及循环热效率 η 作为评价指标是具有意义的。

7.2 地热资源利用评价指标

由于有的学者认为采用 η_{net} 及 η 作为热经济性指标不合适, 因此提出如下评价指标:

(1) 地热资源利用效率 η_0 (Geothermal resource utilization efficiency) (Ronald DiPippo, 1980), 简称资源利用效率。

其定义及表达式如式 (7.3-31) 所示, 式中电站的净功

率, 不是与循环加热量 Φ 之比, 而是与地热流体所具有的最大可用功之比, 它表明地热资源实际所做的功和它所具有的最大可用功之间的差别程度。这个热经济性指标对任何类型的地热电站都适用。

(2) 每吨地热流体净发电量 N_e 。这是对地热资源能级的一种评价指标, N_e 越大, 表明这种资源的能级越高, 也就是高温地热流体比低温地热流体的发电能力大。

为了对地热电站的热经济性作全面评价, 本书在计算分析时, η_{net} 、 η_0 及 N_e 的热经济性指标都采用。

第4章 地热干蒸汽发电

在各种地热发电系统中, 地热干蒸汽发电是经济性最好、系统最简单的一种发电方式。因为地热干蒸汽能够直接用来驱动汽轮机, 且膨胀时焓降大, 因而做功能力大。但世界上地热干蒸汽资源很少, 目前发现的只有意大利、美国、日本和印度尼西亚等拥有这类资源。

本章主要阐述地热干蒸汽的背压式及凝汽式两种发电系统, 及电站的热力计算; 同时介绍国外有关这类地热电站的工程实例。

1 背压式地热干蒸汽发电

背压式地热干蒸汽发电是最简单的一种发电方式, 但它必须在地热蒸汽压力大于当地大气压力时才能采用。这种发电方式只需使地热蒸汽通过一台汽轮机就行。图 7.4-1 及图 7.4-2 是其发电热力系统和热力循环图。这种发电方式是不经济的, 因为大气压力以下还有很多焓降未能充分利用, 但是, 如果地热蒸汽中不凝气体的含量多到不能在真空条件下经济地运行时, 便不得不采用这种方案。另一方面, 在开发初期, 当需要证明地热田情况时, 为了节省初投资, 还是可以优先采用这种比较简单的背压式汽轮机, 并可用来就地供给小量电力。这种电站的容量如果是在 5000kW 以下, 就可以做成组装式的, 安装在临时基础之上。

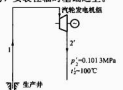


图 7.4-1 背压式地热干蒸汽发电热力系统简图

1.1 电站功率计算

地热蒸汽井生产的蒸汽, 有饱和蒸汽, 也有过热度不大的过热蒸汽, 两种计算原理相同, 在下面计算中, 设蒸汽为饱和蒸汽。

如图 7.4-2 所示, 背压式汽轮机的理想膨胀功 w (kJ/kg):

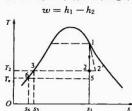


图 7.4-2 背压式地热干蒸汽发电热力循环

式中: h_1 为汽轮机进口干饱和蒸汽质量焓, 由地热蒸汽温度确定 kJ/kg; h_2 为蒸汽在汽轮机内等熵膨胀至大气压力时的质量焓, kJ/kg, 由下述方法确定:

由图 7.4-2 可知, 排汽的状态 2 是在湿蒸汽区内, 因此由式 (7.3-15) 得

$$h_2 = h_3 + T_2(s_1 - s_3)$$

$$\text{因此 } w = h_1 - h_2 = h_1 - h_3 - T_2(s_1 - s_3) \quad (7.4-1)$$

地热蒸汽最大可用功由式 (7.3-23) 得

$$w_{\max} = h_1 - h_3 = h_1 - h_3 - T_e(s_1 - s_3) \quad (7.4-2)$$

式中: h_3 为排汽温度下饱和水质量焓 kJ/kg; h_2 为蒸汽在汽轮机内等熵膨胀至环境温度时的质量焓 kJ/kg; h_3 为环境温度下饱和水质量焓 kJ/kg; T_2 为排汽热力学温度 K; T_e 为环境热力学温度 K; s_1 为地热饱和蒸汽质量焓, kJ/(kg·K); s_3 为排汽温度下饱和水质量焓, kJ/(kg·K); s_3 为环境温度下饱和水质量焓, kJ/(kg·K)。

考虑了电站的各项损失后, 背压式地热电站的毛发电功率 (kW) 为

$$P = \frac{q_m \times 10^3 \times (h_1 - h_2)}{3600} \eta_a \eta_m \eta_g$$

$$= \frac{q_m (h_1 - h_2)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.4-3)$$

电站净输出功率 P_{net} 为

$$P_{\text{net}} = \frac{q_m (h_1 - h_2)(1 - X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g$$

背压式汽轮机由于直接向大气排汽, 不需要冷却系统和抽气系统, 也不需要凝结水泵, 因此电站的自用电很少, 也就厂用电 P_e 比常规地热电站的要少得多。有时为简便起见, 可忽略电站的厂用电, 即 $X=0$ 。

评价地热干蒸汽发电的重要技术经济指标, 是每吨地热蒸汽的净发电量 N_e (kWh/t), 由式 (7.3-33) 得

$$N_e = \frac{P_{\text{net}}}{q_m} = \frac{(h_1 - h_2)(1 - X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.4-4)$$

$$X = \frac{P_e}{P}$$

$$\eta_a = \frac{h_1 - h'_2}{h_1 - h_2} \quad (7.4-5)$$

当地热蒸汽的质量流量为 q_m 时的最大可用功 W_{\max} (kJ/h) 为

$$W_{\max} = q_m w_{\max} \times 10^3$$

每吨地热蒸汽的最大净发电量 N_{\max} (kWh/t) 为

$$N_{\max} = \frac{W_{\max}}{3600 q_m} = \frac{w_{\max} \times 10^3}{3600} = \frac{w_{\max}}{3.6} \quad (7.4-6)$$

式中: q_m 为地热蒸汽质量流量, t/h; h'_2 为蒸汽在汽轮机内实际膨胀至大气压力的终点 2' 时质量焓, kJ/kg; $h_2 - h_3$ 为汽轮机内部不可逆损失; η_a 为汽轮机相对内效率, %; η_m 为机械效率, %; η_g 为发电效率, %。

1.2 资源利用效率计算

由于背压式汽轮机是向大气排汽, 因此其热力系统是一个开式系统, 在评价其热能利用程度时不采用电站净效率 η_n , 而采用资源利用效率 η_r 来表示。由式 (7.3-31) 得

$$\eta_r = \frac{3600 P_{\text{net}}}{q_m w_{\max} \times 10^3}$$

汽耗率 d 由式 (7.3-32) 得

$$d = \frac{q_m \times 10^3}{P_{\text{net}}} = \frac{1000}{N_e}$$

2 凝汽式地热干蒸汽发电

由于经济上原因, 背压式地热干蒸汽发电机组目前很少采用, 它在世界地热发电中只占 1% (见表 7.1-2)。对地热干蒸汽发电大多采用凝汽式发电机组。美国的 Geysers、意大利的 Larderello 和日本的松川等地热电站都是采用这种发电方式。其热力系统简图及热力循环图, 前已述及, 如图 7.3-2 及图 7.3-14 所示。图 7.4-3 是该热力系统实际应用的热力循环图。由于凝汽式地热电站采用了凝汽器, 使汽轮机的排气在真空中进行, 因而能充分利用了蒸汽的焓降, 从而可提高电站的输出。

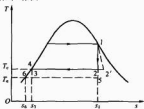


图 7.4-3 干蒸汽地热发电的实际热力循环

2.1 凝汽式地热干蒸汽电站功率计算

参看图 7.4-3, 汽轮机的理想膨胀功 (1-2) 为

$$w = h_1 - h_2$$

或 $w = q_1 - q_2 = (h_1 - h_3) - (h_2 - h_3) = h_1 - h_2$ 。其中 h_2 可由湿蒸汽计算式 (7.3-15) 求得, 亦可由下述方法求得:

由图 7.4-3 可知, 2-3 是冷凝放热过程

$$q_2 = h_2 - h_3 = T_c (s_1 - s_3)$$

由此得

$$h_2 = h_3 + T_c (s_1 - s_3) \quad (7.4-7)$$

并有

$$w = h_1 - h_2 = h_1 - h_3 - T_c (s_1 - s_3) \quad (7.4-8)$$

在式 (7.4-8) 中, 当地热蒸汽温度 t_1 及冷凝温度 t_c 确定后, 右边各项参数均可由饱和水蒸气表查得。

电站的净发电功率 (kW) 为

$$P_{\text{net}} = \frac{q_m \times 10^3 \times (h_1 - h_3) (1 - X)}{3600} \eta_s \eta_m \eta_g$$

$$= \frac{q_m (h_1 - h_3) (1 - X)}{3.6} \eta_s \eta_m \eta_g \quad (7.4-9)$$

每吨地热干蒸汽的净发电量 N_e (kWh/t) 为

$$N_e = \frac{P_{\text{net}}}{q_m} = \frac{(h_1 - h_3) (1 - X)}{3.6} \eta_s \eta_m \eta_g \quad (7.4-10)$$

最大可用功 w_{max} (kJ/kg) 为

$$w_{\text{max}} = h_1 - h_3 - T_c (s_1 - s_3)$$

对凝汽式机组: 功率 $P = 0.75 \sim 100 \text{ MW}$, 其相对内效率为 $\eta_s = 0.76 \sim 0.87$, 功率大者取上限 (蒋滋康, 2002); 而 $\eta_m = 0.96 \sim 0.99$; $\eta_g = 0.97 \sim 0.98$ (空冷) (重庆大学热能发电厂教研组, 1981)。

2.2 电站循环热效率、净效率及资源利用效率计算

参看图 7.4-3, 干蒸汽地热发电的循环加热量 \dot{q}_1 (kJ/h) 及其最大可用功 W_{max} (kJ/h) 分别为

$$\dot{q}_1 = q_m q_1 = q_m (h_1 - h_3) \times 10^3 \quad (7.4-11)$$

$$W_{\text{max}} = q_m w_{\text{max}} \times 10^3$$

$$= q_m [h_1 - h_3 - T_c (s_1 - s_3)] \times 10^3 \quad (7.4-12)$$

循环热效率 η

$$\eta = \frac{w}{q_1} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_3}$$

电站净效率 η_{net}

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{\dot{q}_1} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{q_m (h_1 - h_3) \times 10^3} = \frac{3.6 N_e}{h_1 - h_3} \quad (7.4-13)$$

电站净效率 η_{net} 还可表示为与各效率之间的关系 [参看式 (7.3-36)]

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{q_m (h_1 - h_3) \times 10^3}$$

$$= \frac{(h_1 - h_2) (1 - X)}{h_1 - h_3} \eta_s \eta_m \eta_g$$

$$= \eta \eta_s \eta_m \eta_g (1 - X)$$

资源利用效率 η_r

$$\eta_r = \frac{3600 P_{\text{net}}}{q_m w_{\text{max}} \times 10^3} = \frac{3.6 N_e}{w_{\text{max}}} \quad (7.4-14)$$

汽耗率 d

$$d = \frac{10^3 \times q_m}{P_{\text{net}}} = \frac{1000}{N_e} \quad (7.4-15)$$

2.3 冷凝温度确定

对凝汽式地热电站进行热力计算时, 除必须知道井口参数 (温度、压力、流量等) 外, 还必须知道汽轮机排汽的冷凝温度 (或压力)。蒸汽的冷凝温度是受环境冷却水 (或其他冷源) 的温度所影响的。图 7.4-4 给出对冷凝温度的确定方法。

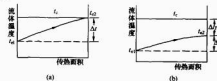


图 7.4-4 冷凝温度的确定

(a) 混合式冷凝器; (b) 表面式冷凝器

对混合式凝汽器

$$t_c = t_{c1} + \Delta t \quad (7.4-16)$$

对表面式凝汽器

$$t_c = t_{c1} + \Delta t + \Delta t_{\text{sp}} \quad (7.4-17)$$

在凝汽器内蒸汽冷凝所放热量将为冷却水所吸收, 参看图 7.4-3 及图 7.4-4, 根据热平衡可得

$$\Phi_c = q_m \times 10^3 (h'_2 - h_3) = q_{mc} \times 10^3 c \Delta t \quad (7.4-18)$$

式中: t_c 为冷凝温度, $^{\circ}\text{C}$; t_{c1} 、 t_{c2} 分别为环境冷却水进口和出口温度, $^{\circ}\text{C}$; Δt 为冷却水温升, $\Delta t = t_{c2} - t_{c1}$ 。一般取 $\Delta t = 9 \sim 15^{\circ}\text{C}$ 或更高 (H. Christopher et al., 1978), $^{\circ}\text{C}$; Δt_{sp} 为表面式凝汽器端部最小传热温差, 一般取 $\Delta t_{\text{sp}} = 3 \sim 10^{\circ}\text{C}$, Φ_c 为蒸汽凝结放热的热流量 kJ/h; q_m 为蒸汽质量流量 t/h; q_{mc} 为冷却水质量流量 t/h; h'_2 为汽轮机实际膨胀终点质量焓, 或冷凝前湿蒸汽的质量焓 kJ/kg; h_3 为凝汽后饱和水的质量焓 kJ/kg; c 为冷却水的质量热容 kJ/(kg· $^{\circ}\text{C}$)。

从热力循环分析可以知道, 冷凝温度 t_c (或冷凝压力) 越低, 冷源损失就越小, 汽轮机的作功就越大 (即循环面积

12341 越大), 因此从提高循环热效率 η 角度来看, 冷凝温度 t_c 应越低越好, 也就冷却水温升 Δt 应尽量选取较小数值。但温升 Δt 的选择还要受其他因素所制约。由于地热发电的热效率较低, 生产每度电所需冷却水量 q_{mc} 比常规的火力发电厂的要多得多, 因此地热发电通常要选取较高的冷却水温升 Δt (9~15℃或更高), 以降低所需冷却水量 q_{mc} [参看式 (7.4-18)], 从而降低水泵所消耗的功率。另一方面, 冷却水温升 Δt 的提高, 将使冷凝压力提高, 它带来一个可取的优点是, 可减少抽除凝汽器内大量不凝气体所消耗的功, 同时也减少冷却塔所需冷却风量, 后者是因冷凝压力提高之后, 汽化潜热随之减少, 故冷却水带走的热量也减少所致。另外, 若 Δt 较小, 则凝汽器真空度提高, 汽轮机排汽的质量体积将增加很快, 这会使汽轮机的尺寸加大, 造价也相应提高。因此冷凝温度确定 (或冷却水温升 Δt 确定) 要从总体上进行衡量, 来确定其合理的数值。

在了解功率和效率的计算方法和冷凝温度的确定方法之后, 就可对电站进行热力计算了。图 7.4-5 及图 7.4-6 为分别根据式 (7.4-10) 和式 (7.4-15) 以及式 (7.4-13) 和式 (7.4-14) 计算结果所绘制的在不同冷凝温度 t_c 下, 每吨地热蒸汽净发电量 N_e 、汽耗率 d 、电站净效率 η_{net} 和资源利用效率 η_r 随地热蒸汽温度 t_g 的变化关系。作图时取 $\eta_{sa} \eta_m \eta_g = 0.76 \times 0.98 \times 0.97$, 厂用电率为 $X=0.1$, 不凝气体含量为零, 按纯热水性质表计算。此外, 机组采用混合式凝汽器, 计算时取环境温度 $t_e = 20^\circ\text{C}$, 并分别取冷却水温升 $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ 及 20°C , 即冷凝温度分别为 $t_c = 30^\circ\text{C}$ 及 40°C , 以观察冷凝温度变化对电站净发电量及效率的影响。图中还给出背压式机组的净发电及资源利用效率 η_r 的曲线, 以便和凝汽式进行对比。

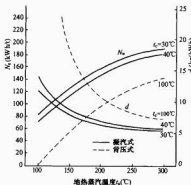


图 7.4-5 电站净发电量 N_e 及汽耗率 d 随地热蒸汽温度 t_g 变化关系

由图 7.4-5 及图 7.4-6 可看到, 电站净发电量 N_e 、净效率 η_{net} 及资源利用效率 η_r 是随地热蒸汽温度 t_g 升高而升高, 而汽耗率 d 则随地热蒸汽温度 t_g 升高而减小; 冷凝温度 t_c 则越低越好。对背压式电站, 当地热蒸汽温度 $t_g = 100^\circ\text{C}$ 时, 其饱和压力等于大气压, 汽轮机的进出口压力一致, 因此其做功等于零, 此时汽耗率 d 将为无穷大。

由图 7.4-6 还可看到, 当冷凝温度 t_c 越接近环境温度 t_{ei} (即 Δt 越小) 时, 资源利用效率 η_r 就越高, 因此发电的净功率相应提高了 (试比较 $t_c = 30^\circ\text{C}$ 及 40°C 时净发电量 N_e 数值)。

地热饱和蒸汽的实际发电能力, 取决于它的温度 (或压

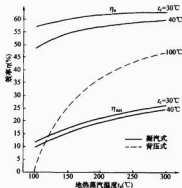


图 7.4-6 电站净效率随地热蒸汽温度变化关系

力)、流量、汽轮机的排汽压力或温度、电站净效率和厂用电等, 设计时在给定资源条件 (地热蒸汽温度 t_g 、流量 q_m 和环境冷却水温度 t_e 等) 下, 其余的效率及厂用电等可能会有所不同, 但差别不会很大, 因此图 7.4-5 及图 7.4-6 可供初步评估时参考。由图可知, 当地热蒸汽温度 t_g 在 140°C 时, 每吨地热蒸汽发电量为 115.6~104.0 kWh/t (对应于冷凝温度为 30°C ~ 40°C , 下同), 汽耗率为 8.65~9.62 kg/kWh, 电站净效率为 16.0%~14.6%, 资源利用效率为 58.9%~53.0%。在 180°C 时, 每吨地热蒸汽发电量为 142.3~131.4 kWh/t, 汽耗率为 7.03~7.61 kg/kWh, 电站净效率为 19.3%~17.6%, 资源利用效率为 60.2%~55.6%。

对凝汽式火力发电厂, 其净效率为 27%~42%。因此地热电站的净效率与之相比, 显然是较低的。不论是火力发电或地热发电, 其效率所以如此之低, 除在生产过程中有各种损失之外, 主要是循环的冷源损失较大, 即即循环热效率 η_r 较低, 对火力发电厂 η_r 值为 40%~54%, 而地热电站由于蒸汽初参数低, 其 η_r 值比火力发电厂的还要低。

从热力学原理来看, 地热流体温度越高, 其发电效率也越高, 经济性也越好。一般认为, 地热发电的流体温度要超过 200°C 才能和常规能源 (煤、油、核等) 发电相竞争, 最低也不能低于 180°C 。但自 20 世纪 70 年代能源危机以来, 人们开始对新能源加强了研究, 地热发电的温度下限也正朝着 150°C 或更低一些温度发展。

【例 7.4-1】 已知某地热的井口参数为: 饱和蒸汽温度 $t_1 = 140^\circ\text{C}$, 质量流量 $q_m = 50\text{t/h}$, 冷却塔提供的冷却水年平均温度 $t_e = 30^\circ\text{C}$ 。试分别计算: 当采用①背压式和②凝汽式地热发电时, 该地热电站的净发电量及净效率。

【解】 本地热蒸汽发电的背压式和凝汽式热力循环, 如图 7.4-2 及图 7.4-3 所示。

1. 基本参数确定

(1) 已知参数:

地热饱和蒸汽温度 $t_1 = 140^\circ\text{C}$, $T_1 = 273 + 140 = 413\text{K}$;

地热蒸汽质量流量 $q_m = 50\text{t/h}$;

环境冷却水温度 $t_e = 30^\circ\text{C}$, $T_e = 273 + 30 = 303\text{K}$ 。

(2) 根据已知温度 t_1 及 t_e , 由饱和水蒸气表查得 1 和 6 点状态参数如下 (参看图 7.4-2 及图 7.4-3)

$h_1 = 2733.1\text{kJ/kg}$, $s_1 = 6.928\text{kJ/(kg} \cdot \text{K)}$

$h_6 = 125.66\text{kJ/kg}$, $s_6 = 0.436\text{kJ/(kg} \cdot \text{K)}$

2. 背压式地热电站功率及效率计算

(1) 最大可用功

$$\begin{aligned}
 w_{\max} &= h_1 - h_3 = h_1 - h_6 - T_c(s_1 - s_6) \\
 &= 2733.1 - 125.66 - 303 \times (6.9284 - 0.4365) \\
 &= 640.39(\text{kJ/kg})
 \end{aligned}$$

每吨蒸汽最大净发电量

$$N_{e,\max} = \frac{w_{\max}}{3.6} = \frac{640.39}{3.6} = 177.89(\text{kWh/t})$$

(2) 排汽温度、饱和水质量焓和熵

$$t_2 \approx 100^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 273 + 100 = 373\text{K}$$

$$h_2 = 419.06\text{kJ/kg}$$

$$s_2 = 1.3069\text{kJ/(kg} \cdot \text{K)}$$

(3) 等熵排汽终点质量焓

$$\begin{aligned}
 h_2 &= h_3 + T_2(s_1 - s_3) \\
 &= 419.06 + 313 \times (6.9284 - 1.3069) \\
 &= 2515.9(\text{kJ/kg})
 \end{aligned}$$

(4) 净输出功率。

设厂用电率 $X=0$ ，则

$$\begin{aligned}
 P_{\text{net}} &= \frac{q_m(h_1 - h_2)}{3.6} \eta_s \eta_m \eta_g \\
 &= \frac{50 \times (2733.1 - 2515.9)}{3.6} \times \\
 &\quad 0.76 \times 0.98 \times 0.97 = 2179.6(\text{kW})
 \end{aligned}$$

每吨蒸汽净发电量

$$N_e = \frac{P_{\text{net}}}{50} = \frac{2179.6}{50} = 43.59(\text{kWh/t})$$

(5) 资源利用效率

$$\eta_o = \frac{3.6N_e}{w_{\max}} = \frac{3.6 \times 43.59}{640.39} = 0.245$$

$$\text{或 } \eta_o = \frac{N_e}{N_{e,\max}} = \frac{43.59}{177.89} = 0.245$$

3. 凝汽式地热电站功率及效率计算

(1) 冷凝温度确定

设采用混合式凝汽器，并取冷却水温升 $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ ，由式(7.4-16)得

$$t_c = t_e + \Delta t = 30 + 10 = 40^\circ\text{C}, T_c = 273 + 40 = 313\text{K}$$

查表得冷凝参数(参看图7.4-3)为

$$h_3 = 167.45\text{kJ/kg}, s_3 = 0.5721\text{kJ/(kg} \cdot \text{K)}$$

(2) 等熵膨胀终点质量焓

$$\begin{aligned}
 h_2 &= h_3 + T_c(s_1 - s_3) \\
 &= 167.45 + 313 \times (6.9284 - 0.5721) \\
 &= 2157.0(\text{kJ/kg})
 \end{aligned}$$

(3) 电站净输出功率

$$\begin{aligned}
 P_{\text{net}} &= \frac{q_m(h_1 - h_2)(1 - X)}{3.6} \eta_s \eta_m \eta_g \\
 &= \frac{50 \times (2733.1 - 2157.0)(1 - 0.1)}{3.6} \times \\
 &\quad 0.76 \times 0.98 \times 0.97 = 5200(\text{kW})
 \end{aligned}$$

每吨蒸汽净发电量为

$$N_e = \frac{P_{\text{net}}}{q_m} = \frac{5200}{50} = 104(\text{kWh/t})$$

电站净效率

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3.6N_e}{h_1 - h_2} = \frac{3.6 \times 104}{2733.1 - 167.45} = 0.146$$

资源利用效率

$$\eta_o = \frac{3.6N_e}{w_{\max}} = \frac{3.6 \times 104}{640.39} = 0.585$$

通过以上计算比较，在相同资源条件下，凝汽式电站的发电量是背压式的2.39(=104/43.59)倍，资源利用效率也是其2.39(=0.585/0.245)倍。

3 不凝气体的影响及其抽气设备

在地热发电系统中，由于地热蒸汽中含有各种不凝气体(主要是 CO_2 和 H_2S)，它们通过汽轮机后进入了凝汽器。根据道尔顿定律：混合气体的总压等于其各组分分压之和，因此当凝汽器内存在不凝气体时，它们的分压和水蒸汽分压的总和将使凝汽器内总压增高，因而相应地提高了汽轮机的排汽压力，使蒸汽在汽轮机中的焓降减少，结果使做功减小和循环热效率下降。因此在凝汽式发电站中，都设有抽气设备，将凝汽器中不凝气体抽走，以免不凝气体在凝汽器内堆积。对常规火力发电厂而言，抽气器的任务主要是抽出从负压管道系统的法兰、汽轮机低压汽缸的轴封和凝汽器管子垫圈等处漏进的空气，它大约是每小时蒸汽重量的0.025%，所以数量不多。但对地热电站来说，地热蒸汽中含有的不凝气体一般都大于0.33%(按重量计)，有的甚至高达4%~6%。又因为采用混合式凝汽器，冷却水中溶解的空气也将带进凝汽器(一般为冷却水容积的3%左右)，因此地热电站抽气器的任务特别重，抽气设备的耗功也比火力发电厂的大得多。

地热电站的抽气设备，按其工作原理分为三类：喷射式抽气器(包括射水抽气器和射汽抽气器)、机械真空泵和其他形式抽气器。干蒸汽发电系统的地热电站通常采用蒸汽喷射抽气器。当凝汽器内压力较大时，可以采用单级抽气设备，当要求压力较低时，就需要采用两级或多级抽气设备。图7.4-7是单级与两级抽气设备的系统简图。

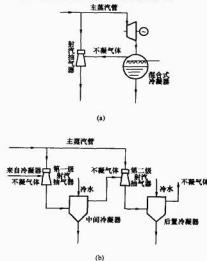


图 7.4-7 抽气设备的系统简图

(a) 单级抽气; (b) 两级抽气

抽气所消耗的功率，取决于 CO_2 含量以及随气体一起

被抽出的蒸汽的数量。如果把气—汽混合物冷却到低于汽轮机的排汽温度,就有可能使抽气设备抽出的蒸汽量减少到最低限度,从而可减少抽气的耗功。因此在多级抽气系统中,一般都装有凝汽器,使抽出的蒸汽凝结下来。

通常两级抽气设备的第一级是设计成大功率的,用于启动过程中,使凝汽器压力在较短时间内降低到正常运行范围;另一种常用的布置方式是设两套抽气设备(其中一套备用),两套设备的第一级互相连接,可以同时工作,用于启动工况下建立真空,即使是这样的特殊措施,要将凝汽器内压力降到可以启动的足够低的程度,也需要 30min~1h。

目前常用的两种抽气设备——蒸汽喷射器和真空泵,各有优缺点,选择时可根据情况而定。蒸汽喷射抽气器的优点是没有运动部件,因而维护工作量少,不需要润滑,初投资也较少;但真空泵的运行费用较低,噪声较小,并且比较适用于采用计算机控制。有些系统采用两者结合,蒸汽喷射抽气器作为第一级,并用于启动建立真空。

4 人口蒸汽过滤器

蒸汽过滤器的功能是蒸汽在进入阀门和汽轮机之前将携带的固体颗粒除去。过滤器有好几种不同结构,这里介绍一种叫做 Y 型的过滤器,图 7-4-8 是其原理结构图,它在美国 Geysers 地热电站 13 号和 15 号机组上应用。

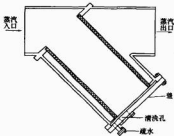


图 7-4-8 蒸汽过滤器结构简图

过滤器本体包括入口管和出口管,内装有可拆卸滤网的导架和盖。盖包括两个部分,大的是清洗孔而小的是疏水孔。

可以把盖打开对过滤器进行全面检查。过滤网可以拆除,而不影响过滤器其他部分的结构。过滤网有两层,外层是一个永久性的开孔较大的网,内套一个非永久性的开孔较细的网。永久性的工作滤网是用不锈钢制成的,约 $1/4$ in (1mm=0.0394in) 厚,开孔是 $7/64$ in,非永久性的滤网是碳钢制成的,开孔 $1/32$ in,在满负荷运行 24h 后拆去清洗。

5 地热干蒸汽发电的工程实例

下面将介绍两个地热干蒸汽发电的工程实例。

5.1 美国 Geysers 地热干蒸汽电站

美国 Geysers 地热田,是一个蒸汽型地热田,有 21 台机组,现以 14 号机组为例,介绍其主要技术规范及热平衡流程图。

5.1.1 汽轮机

型号: TCCF;

额定功率: 110MW;

转数: 3600r/min;

蒸汽压力: 113.71bf/in² (0.79MPa);

蒸汽温度: 355°F (180°C);

排汽压力: 3.0inHg (10kPa);

不凝气体 (按质量比): ~1.0%;

蒸汽流量: 1940×10^3 lbm (880t/h)。

5.1.2 凝汽器

冷却水入口温度: 80°F (26.7°C);

冷却水出口温度: 118.4°F (48°C);

冷却水流量: 70.6×10^3 lbm/h (32 000t/h)。

5.1.3 抽气器

型式: 蒸汽喷射器;

蒸汽消耗量: 60×10^3 lbm/h (27t/h)。

5.1.4 冷却塔

型式: 横流、机械通风水冷却塔;

格间数: 10;

设计的湿球温度: 65°F (18.3°C);

水泵功率: ~1860kW;

风机功率: ~1210kW。

图 7-4-9 为美国 Geysers 地热电站 14 号机组的流程图。该电站采用表面式凝汽器,并设有去除 H₂S 的系统。由井口出来的蒸汽 (900t/h),经蒸汽过滤器除去微小的固体颗粒后,分为两部分,一部分 (873t/h) 进入汽轮机工作,汽轮机为串联复式四流程 (TCFF);另一部分 (27t/h) 进入射汽抽气器系统工作,以抽取凝汽器中的不凝气体。

汽轮机的进汽参数为: 压力 $p_1 = 0.79$ MPa, 温度 $t_1 = 180^\circ\text{C}$, 过热 10°C , 做功后的乏汽排入表面式凝汽器, 排汽压力为 $p_2 = 10$ kPa。凝汽器的循环水流量为 32 000t/h, 进水温度约 27°C , 出水温度为 48°C 。蒸汽凝结为水后和抽气系统的凝结水一起,由凝结水泵送回循环水主管道,然后再一起送回冷却塔冷却。冷却后的地热凝结水,再作为循环冷却水使用,如此重复循环。在冷却塔中多余的地热凝结水则回灌地下。

电站的净输出功率为 11.35 万 kW, 厂用电为 4000kW, 厂用电率 X 为 3.4%, 电站效率为 17.5%。

5.2 日本松川地热干蒸汽电站

松川地热电站是日本第一座地热干蒸汽电站,于 1966 年开始运行,地热流体是干蒸汽,它进入汽轮机的压力为 440kPa, 温度为 147°C , 属于饱和蒸汽,蒸汽中约带有 0.5% (按质量计) 的不凝气体,其中 CO₂ 约占 82%, H₂S 占 15% (均按体积计)。汽轮机为 4 级冲动式,乏汽排入大气式直接接触凝汽器,排汽压力为 13.5kPa,在凝汽器中凝结成水后温度为 47°C ,然后进入自然通风冷却塔,在塔内凝结水被冷却到 25°C ,然后作为冷却水源,在喷淋式凝汽器中使蒸汽凝结成水,如此重复循环使用。该电站的抽气系统设有两级蒸汽喷射抽气器,以抽取凝汽器中的不凝气体,还设有轴封抽气器,以抽取漏入轴封的空气;为了减少抽气耗功,该抽气系统设有凝汽器,以凝结抽出的蒸汽。该电站由 5 口井提供干蒸汽,其中 4 口井生产过热蒸汽;在运行压力为 441.2kPa 下,温度分别为 153、170、183°C 和 190°C 。图 7-4-10 为电站在设计出力为 20MW 时的热平衡图 (Akia, 1970)。

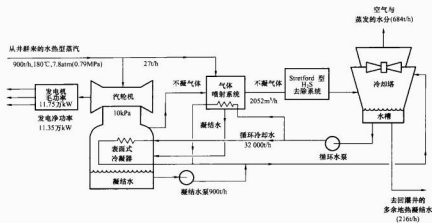


图 7.4-9 美国 Geysers 地热电站 14 号机组流程图
(Ronald DiPippo, 1980)

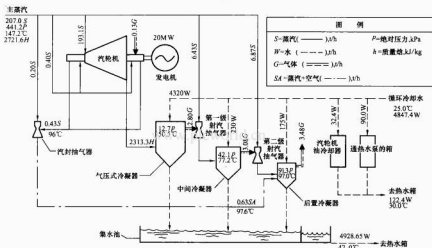


图 7.4-10 日本松川地热电站流程图 (Ronald DiPippo, 1980)

第5章 地热水发电

在水热型地热资源中,为数较多的是100℃以下的热水资源,而且在全球分布甚广,因此,利用地热水来发电,具有广泛的现实意义。本章将阐述地热水的各种发电方法及地热电站的热力计算,同时给出一种采用线图来对电站的功率及其参数优化的简便计算方法。本章还将介绍我国第一座地热水发电的工程实例。

1 发电方式

地热水发电是以地下水为热源的发方式,从热力学第二定律分析,地热水是一种低品位的能源。用于发电,其热效率必然很低,表7.5-1给出不同地热水温度所能达到的理想效率和单位热水可能达到的理想的最大发电量,也给出热力学卡诺循环最高的效率极限。表中地热发电的理想效率是从热力学第二定律所能发出的电能最大值与地热水温度降到环境温度25℃时所能放出的热量之比。

表 7.5-1 不同地热水温度理想的热效率与发电能力一览表

地热水温度	t_g	℃	60	70	80	90	100
卡诺循环理想效率	η_k	%	10.5	13.1	15.6	17.8	20
地热水理想效率	$\eta_{k,max}$	%	5.5	6.9	8.3	9.6	10.6
单位热水最大发电量	$N_{k,max}$	kWh/t	2.22	3.7	5.56	7.25	9.26

实际效率比理想值小得多。需要努力改善发电设备和提高热力循环的效率,使实际效率尽量靠近理想的数值。

地热水发电有下列几种方式。当前能实际应用的是闪蒸系统和双工质循环系统。

1.1 闪蒸系统

闪蒸系统由地热水闪蒸降温放热,使一部分地热水沸腾汽化,产生低压饱和蒸汽,推动汽轮机做功发电。中低温地热水的闪蒸压力是低于大气压力,因此汽轮机是负压湿蒸汽汽轮机,蒸汽比容大,机组及管道阀门的体积相对较大。但由于系统以水为工质,技术成熟,设备系统相对简单,操作简便,运行安全可靠。

1.2 双工质循环系统

双工质循环系统是取地热水的热量作为热源,而对另一种工质进行加热,产生工质蒸汽,对汽轮机做功发电。

地热水在加热过程中,始终保持液体状态,换热后的地热水排水,或对外排放或回灌井里。地热水中的不凝气体及水中的固形物质,除了只影响换热器之外,不会影响到汽轮机的做功膨胀及其正常运行。因此这种系统有利于对含高盐分和大量不凝气体的地热水资源的利用。而水质恶劣的地热资源,若用于闪蒸系统发电则会在技术和经济上产生很多的问题。

作为发电的工质,又称中间介质,可选用热物性较好的低沸点有机工质,以获得较高的能量利用率,较小的气体比容,设备体积更加缩小。双工质循环提高热效率的手段较

多,技术上也能够实用,但要求高,投资大。

1.3 全流系统

全流系统是地热水能量利用率最高的一种方式,它是将井底的地热水在其上至井口时由于降压闪蒸产生的汽水混合物,直接进入两相膨胀机进行膨胀做功,其热效率相当无限级的闪蒸循环,而其系统却非常简单,但需研制出高效率的全流膨胀机才有实用价值。

1.4 混合系统

将各种系统进行组合成为混合系统,这是为了最有效利用不同特点的资源,例如,当地热水存在大量不凝气体时,或者地热发电与非发电利用的可能性同时存在时,可考虑混合系统。

2 单级闪蒸地热水发电

2.1 单级闪蒸热力系统

单级闪蒸地热水发电系统是地热水只通过一个闪蒸器闪蒸产生蒸汽,然后进入汽轮机做功发电。做功后的排汽进入凝汽器冷却凝结水排走。闪蒸器排放出的余热水,不再利用做功,而直接排走。这就是最为简单的单级(一级)闪蒸系统。

单级闪蒸的热力系统见图7.5-1。

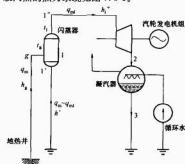


图 7.5-1 单级闪蒸热力系统简图

2.2 闪蒸过程与闪蒸器

当地热水进入低压容器后,压力降低,与此压力相对应的饱和温度也相应降低。于是进入容器内的地热水相对而言就是过热水,因此随着温度的降低放出热量,使一部分地热水沸腾汽化,在容器内形成与此饱和温度相同的饱和蒸汽与饱和水。闪蒸过程就是地热水进入低压容器后沸腾汽化迅速形成饱和蒸汽与饱和水的过程。在火力发电厂称这一过程为扩容过程,利用扩容过程将热水产生蒸汽的容器称扩容器。由于扩容汽化过程的时间极短,故在地热发电行业中常将这用于发电的扩容过程称为闪蒸过程,将此扩容器称为闪蒸器。从用途来讲,此用于地热发电的闪蒸器是有别于火电

厂中一般的扩容器。

由于闪蒸蒸汽是直接进入汽轮机做功发电,因此闪蒸器是地热电站主要设备之一,比火电厂常规的扩容器有更高的设计要求;闪蒸蒸汽应该不夹带水滴,结构上需考虑水滴的沉降和汽水分离,减少阻力损失,同时还要考虑采取防腐防垢等措施,体积不要过大。

闪蒸器与蒸汽锅炉同样是沸腾汽化过程,但是有所区别的是炉水产生蒸汽的汽化潜热是由燃料燃烧获得,而地热水闪蒸蒸汽的汽化潜热是从地热水降温至其饱和温度时所放出的热量中获得,可按下列公式计算闪蒸的蒸汽量。

(1) 闪蒸器产生的蒸汽流量 q_{m1} (t/h)。参看图 7.5-1, 根据热平衡得

$$q_{m1} = q_m (h_g - h_1') / (h_1'' - h_1') = q_m (h_g - h_1') / r_1 \quad (7.5-1)$$

式中: q_m 为地热水流量, t/h; h_g 为地热水质量焓, kJ/kg; h_1'' 为闪蒸温度 t_1 下的饱和汽的质量焓, kJ/kg; h_1' 为闪蒸温度 t_1 下的饱和液的质量焓, kJ/kg; r_1 为闪蒸温度 t_1 下的质量汽化潜热, kJ/kg; c_p 为地热水质量定压比热容, kJ/(kg·K); t_g 为地热水温度, °C; t_1 为闪蒸温度, °C。

(2) 单位地热水产生的蒸汽量 m_1 (kg 汽/kg 水)

$$m_1 = q_{m1} / q_m = (h_g - h_1') / r_1 \quad (7.5-2)$$

从上述公式可以看出,对初温度 t_g 已确定的地热水资源来讲,从地热水流量 q_m 产生的闪蒸蒸汽的流量 q_{m1} 与闪蒸温度 t_1 有关:选取闪蒸温度越高,则地热水放热温差越小,相应产生的蒸汽量就越少,反之蒸汽量则越多。

闪蒸器产生蒸汽之后的饱和水和从闪蒸器排出,若其温度仍较高,可再次进入下一个闪蒸器再加以利用,获得温度与压力更低的第二级闪蒸蒸汽。若通过多个闪蒸器依次逐级闪蒸汽化,获得各级不同的温度和压力的蒸汽,称之为多级闪蒸过程。多级闪蒸可使地热水热量更充分地利用,但设备投资相应增加。

2.3 单级闪蒸热力循环

以 T - s 图描述的单级闪蒸循环见图 7.5-2。

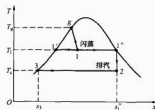


图 7.5-2 单级闪蒸热力循环的 T - s 图

从图 7.5-2 中可以看到,闪蒸循环是地热水发电的一种独特的热力循环,与火力发电的朗肯循环有着很大的差异。闪蒸循环中,地热水 g 进入闪蒸器完成等焓降压过程 ($g \rightarrow 1$)。在此过程,一方面产生的饱和蒸汽 $1'$ 进入汽轮机等熵膨胀做功发电,排汽 2 进入凝汽器冷却成凝结水 3 后排出或回灌地下。另一方面降温后的闪蒸饱和热水 $1''$,对单级闪蒸系统来讲,则从闪蒸器向外排放或作其他热利用后返回地下。

2.4 单级闪蒸发电能力

蒸汽在汽轮机的理想功率 P_i (kW)

$$P_i = q_{m1} (h_1'' - h_2) / 3.6 \quad (7.5-3)$$

式中: h_1'' 为汽轮机进口饱和蒸汽质量焓, kJ/kg; h_2 为汽轮机内蒸汽等熵膨胀终点质量焓, kJ/kg。

单位热水闪蒸的理想发电量 (kWh/t)

$$N_i = P_i / q_m = m_1 (h_1'' - h_2) / 3.6 \quad (7.5-4)$$

式中: q_m 为地热水流量, t/h; m_1 为单位地热水产生的蒸汽量, kg 汽/kg 水。

机组实际发电量 N_e 应乘以汽轮机内效率 η_{li} , 机械效率 η_m , 发电机电效率 η_e , 即

$$N_e = \eta_{li} \eta_m \eta_e N_i \quad (7.5-5)$$

2.5 最佳闪蒸温度与最大的发电能力

从式 (7.5-3) 和式 (7.5-4) 可以看到发电功率和发电量的大小取决于流量 (q_m 或 m_1) 及做功蒸汽的焓降 ($h_1'' - h_2$)。在设计终参数 (排汽压力或冷凝温度) 已选定的条件下,此两项数值均取决于闪蒸温度:蒸汽流量随闪蒸温度上升而下降,而闪蒸蒸汽的焓降则随之上升。由于发电功率为两者乘积,因此必然有一个功率最大值的极点。在此极点的闪蒸温度就是理论的最佳闪蒸温度 (见图 7.5-3), 图 7.5-3 的曲线是以地热水温度 $t_g = 150^\circ\text{C}$ 及排汽的冷凝温度 $t_c = 40^\circ\text{C}$ 时计算的。

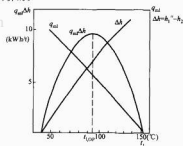


图 7.5-3 闪蒸温度 t_1 与发电量曲线

通过上述实际计算可求解出在每个选定的终参数下,对每一地热水温度资源对应于不同的闪蒸温度的发电量曲线 $N_i = f(t_1)$,在发电量曲线最高点对应的温度则为最佳闪蒸温度 $t_{1,opt}$,图 7.5-4 为地热水温度 $t_g = 100^\circ\text{C}$ 及 $t_g = 150^\circ\text{C}$ 时发电量 N_i 与闪蒸温度 t_1 关系的两组计算实例。由于发电量曲线及相应的最佳闪蒸温度亦受蒸汽的终参数的影响,实例也选取了 4 种不同的终参数排汽压力作计算。

对不同的地热水温度进行详细计算,可得出每一地热水温度的单级闪蒸的最大发电量和最佳闪蒸温度。

图 7.5-5 为以 4 种蒸汽终参数计算出 4 条不同地热水温度所对应的最大发电量 $N_{i,max}$ 的曲线。

图 7.5-6 则以 4 种不同蒸汽终参数计算出 4 条不同地热水温度相对应的最佳闪蒸温度曲线组 A。另外为了有利于工程设计的使用,还列出偏离于最大发电功率 5% 的条件下的闪蒸温度曲线组 B。这是因为有时为了减少设备尺寸和管道压力损失,在发电功率影响不大的条件下,设计者有可能选取偏高一些的闪蒸温度 (或闪蒸压力)。

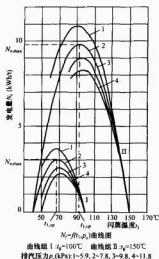


图 7.5-4 单级闪蒸发电量曲线图

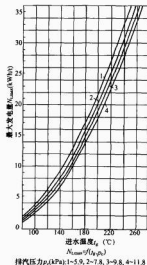


图 7.5-5 单级闪蒸理想最大发电量通用曲线图

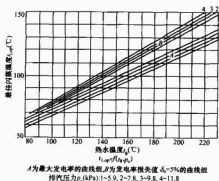


图 7.5-6 单级闪蒸最佳闪蒸温度通用曲线图

2.6 最佳闪蒸温度的简化计算公式

以不同的近似简化条件对发电功率公式导数取值为 0，就可用数学解析方法求解出最佳闪蒸温度的简化计算公式。下列的两种计算公式与实际详细计算结果很近似，均可采用。对于单级闪蒸系统，在 150℃ 以下的地热水采用此简化计算公式，与详细准确计算相比，计算误差在 2℃ 之内。

最佳闪蒸温度的简化计算公式如下。

2.6.1 方程简化公式

求解过程是焓降 Δh 在 T - s 图的湿面积作为直线段组成，并在推导式中的因子 y 值取平均值运算，推导出的计算式省去影响较小的常数项，最后得出的单级闪蒸系统的最佳闪蒸温度为

$$T_{1,op} = \sqrt{T_g T_c} \quad (7.5-6)$$

此公式在国内早期地热试验电站的计算中曾习惯使用。

2.6.2 线性简化公式

求解的简化条件是 Δh 值按线性方程考虑，并且潜热 r 取平均值。最后得出的单级闪蒸最佳闪蒸温度为

$$t_{1,op} = t_c + (t_g - t_c)/2 \quad (7.5-7)$$

或

$$t_{1,op} = (t_g + t_c)/2 \quad (7.5-8)$$

2.7 地热水最佳蒸发率及最大发电量与热效率

最佳闪蒸温度采用线性简化公式，即可进一步得出下列公式。

(1) 最佳蒸发率。将式 (7.5-8) 代入式 (7.5-2)，得

$$m_{1,op} = c_p(t_g - t_c)/2r \quad (7.5-9)$$

(2) 单位地热水最大发电量（理论值）。将式 (7.5-9) 代入式 (7.5-4)，得

$$N_{e,max} = c_p(t_g - t_c)(h_1^* - h_2)/7.2r_1 \quad (7.5-10)$$

(3) 单级闪蒸的机组热效率。

1) 单级地热水可提供的热量 (kJ/h)

$$\dot{Q} = c_p(t_g - t_c)q_m \times 10^3 \quad (7.5-11)$$

2) 理想热效率

$$\eta = 3600P_1/\dot{Q} = 3.6P_1/[q_m c_p(t_g - t_c)] \quad (7.5-12)$$

或

$$\eta = 3.6(h_1^* - h_2)/2r_1 \quad (7.5-13)$$

3) 实际发电热效率

$$\eta = \eta_g \eta_m \eta_{th} \quad (7.5-14)$$

由于地热水温度低，焓降小，因此单级闪蒸热力循环的热效率是很低的（参看计算例题）。

【例题 5-1】 已知某热水田的井口参数为： $t_g = 105$ ，热水质量流量 $q_m = 400t/h$ ，当地环境冷却水常年平均温度 $t_{c1} = 28^\circ C$ ，计算采用单级闪蒸地热发电系统时，机组的发电功率及效率。

【解】 本发电热力系统及热力循环如图 7.5-1 及图 7.5-2 所示。

1. 基本参数确定

(1) 已知参数。

地热水温度 $t_g = 105^\circ C$ ， $T_g = 105 + 273 = 378K$ ；

地热水质量流量 $q_m = 400t/h$ ；

环境冷却水温度 $t_{c1} = 28^\circ C$ ， $T_c = 28 + 273 = 301K$ 。

(2) 冷凝温度确定。

采用混合式凝汽器，参看图 7.4-4，取冷却水温升 $\Delta t = 13^\circ C$ ，得

$$t_c = t_{c1} + \Delta t = 28 + 13 = 41^\circ C, T_c = 41 + 273 = 314K$$

相应冷凝压力 $p_c = 7.8kPa$ ；

(3) 最佳闪蒸温度确定。

方根公式

$$T_{1,\text{op}} = \sqrt{T_c T_g} = \sqrt{378 \times 314} = 344.5 \text{ K}$$

$$t_{1,\text{op}} = 344.5 - 273 = 71.5^\circ \text{C}$$

线性公式 $t_{1,\text{op}} = (t_g + t_c)/2 = (105 + 41)/2 = 73^\circ \text{C}$;本计算采用线性公式计算, 取闪蒸温度 $t_{1,\text{op}} = 73^\circ \text{C}$ 。(4) 根据已知 t_g 、 $t_{1,\text{op}}$ 、 t_c 及 t_{c1} , 查“饱和水和饱和蒸汽表”, 得各状态点参数如下 (参看图 7.5-2)

$$h_g = 440.17 \text{ kJ/kg}, \quad s_g = 1.363 \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)};$$

$$h'_1 = 2632.0 \text{ kJ/kg}, \quad h'_1 = 305.55 \text{ kJ/kg};$$

$$r_1 = 2326.5 \text{ kJ/kg}, \quad s'_1 = 7.712 \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)};$$

$$h_2 = 171.63 \text{ kJ/kg}, \quad s_2 = 0.585 \text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}.$$

2. 发电功率及单位发电量计算

(1) 闪蒸器的蒸汽产量, 由式 (7.5-1) 得

$$\begin{aligned} q_{m1} &= q_m (h_g - h'_1) / r_1 \\ &= 400 \times (440.17 - 305.55) / 2326.5 \\ &= 23.15 \text{ t/h} \end{aligned}$$

(2) 汽轮机两端膨胀终态质量焓 h_2 计算 (参看图 7.5-2)

得

$$\begin{aligned} h_2 &= h_3 + T_c (s'_1 - s_2) = 171.63 + 314 \times (7.712 - 0.585) \\ &= 2409.5 \text{ kJ/kg} \end{aligned}$$

(3) 汽轮机理想功率 P_i 及理想单位发电量 N_i

$$\begin{aligned} P_i &= q_{m1} (h'_1 - h_2) / 3.6 = 23.15 \times (2632 - 2409.5) / 3.6 \\ &= 1430.7 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$N_i = P_i / q_m = 1430.7 / 400 = 3.58 \text{ kWh/t}$$

或由式 (7.5-10) 得

$$N_i = c_p (t_g - t_c) (h'_2 - h_2) / (7.2 r_1)$$

$$= (h_g - h_3) (h'_1 - h_2) / (7.2 r_1)$$

$$= (440.17 - 171.63) \times (2632 - 2409.5) / (7.2 \times 2326.5) = 3.57 \text{ kWh/t}$$

查图 7.5-5, 得出 105°C 时, $N_i = 3.55 \text{ kWh/t}$, 与计算结果基本一致。

(4) 机组实际发电功率及发电量

设 $\eta_s \eta_m \eta_g = 0.76 \times 0.98 \times 0.97 = 0.722$, 则

$$P_e = P_i \eta_s \eta_m \eta_g = 1430.7 \times 0.722 \text{ kW} = 1033 \text{ kW}$$

$$N_e = P_e / q_m = 2.58 \text{ kWh/t}$$

3. 机组发电效率及资源利用效率

参看图 7.5-2, 单级闪蒸地热水可提供热量由式 (7.5-11) 计算得

$$\phi = c_p (t_g - t_c) q_m \times 10^3 = (h_g - h_3) q_m \times 10^3$$

$$= [(440.17 - 171.63) \times 400 \times 10^3] \text{ kJ/h}$$

$$= 1.074 \times 10^8 \text{ kJ/h}$$

地热水最大可用功, 参看式 (7.3-26)

$$\begin{aligned} w_{\text{max}} &= c(T_g - T_c) - T_c \ln \frac{T_g}{T_c} \\ &= [4.18 \times (378 - 301) - 301 \times 4.18 \ln \frac{378}{301}] \text{ kJ/kg} \\ &= 35.27 \text{ kJ/kg} \end{aligned}$$

机组理想热效率

$$\eta = 3600 P_i / \phi = 3600 \times 1430.7 / 1.074 \times 10^8 = 0.048 = 4.8\%$$

实际发电效率

$$\eta_e = \eta_s \eta_m \eta_g \eta_g = 0.048 \times 0.722 = 0.035 = 3.5\%$$

或

$$\eta_e = 3600 P_e / \phi = 3600 \times 1033 / 1.074 \times 10^8 = 0.035 = 3.5\%$$

资源利用效率, 参看式 (7.3-29)

$$\begin{aligned} \eta_R &= 3600 P_e / (q_m w_{\text{max}} \times 10^3) = 3.6 \times 1033 / (400 \times 35.27) \\ &= 0.264 = 26.4\% \end{aligned}$$

3 两级闪蒸地热水发电

3.1 热力系统及热力循环

可将单级闪蒸器排放的热水再次利用。此排水进入第二级闪蒸器闪蒸, 获得更低温低压的第二级闪蒸蒸气进入汽轮机做功发电, 这系统就是两级闪蒸系统。

第二级闪蒸蒸气可进入同一台汽轮机, 在压力相同的中间级进入, 与汽轮机内的蒸汽混合一起, 参与做功发电, 这就是实际应用的串联系统 [见图 7.5-7 (a)]。

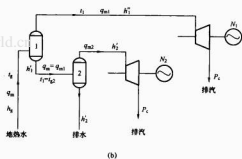
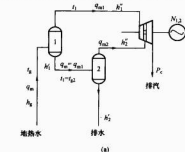


图 7.5-7 两级闪蒸热力系统简图

(a) 串联; (b) 并联

1—第一级闪蒸器; 2—第二级闪蒸器

两级串联系统的热力过程及其热力循环如图 7.5-8 及图 7.5-9 所示。

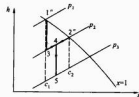


图 7.5-8 两级闪蒸蒸气串联系统的蒸汽热力过程图

第一级闪蒸温度为 t_1 的蒸汽 (p_1 , 焓 h_1 , 蒸汽流量 q_{m1}), 进入汽轮机第一段做功, 做功后的蒸汽 (p_2 , 焓 h_2) 在进入第二段时与压力相同的第二级闪蒸蒸气 (p_2 , 焓 h'_2 , 蒸汽流量 q_{m2}) 相混合。混合后的蒸汽 (焓 h_m , 流量 $q_{m1} + q_{m2}$) 进入汽轮机第二段继续膨胀做功 (终

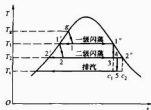


图 7.5-9 两级闪蒸串联系统热力循环 T-s 图

点焓 h_3)，这就是通常采用的串联系统。常规的计算是把前段 (1-3) 和后段 (4-5) 分别看作汽轮机的单元 (图 7.5-8)，故两段理想的发电量之和为

$$N_{1,2} = m_1(h_1^* - h_3) + [m_1 + (1 - m_1)m_2](h_4 - h_5) \quad (7.5-15)$$

混合后的焓值

$$h_4 = [m_1 h_3 + (1 - m_1)m_2 h_2^*] / [m_1 + (1 - m_1)m_2]$$

第一级蒸发率

$$m_1 = q_{m1} / q_m$$

第二级蒸发率

$$m_2 = q_{m2} / (q_m - q_{m1})$$

以及

$$q_{m2} / q_m = m_2(1 - m_1)$$

显然

$$N_{1,2} = f(t_1, t_2, t_g, t_c) \quad (7.5-16)$$

第二级闪蒸蒸汽亦可采用进入另一台汽轮机作功发电的方式，这就是并联系统 [见图 7.5-7 (b)]。

对于并联系统，二台汽轮机都是在相同的排汽压力 p_c 下进行工作。第一级和第二级闪蒸蒸汽分别进入对应的单元汽轮机作功膨胀至相同的排汽压力 p_c ，如图 7.5-8 中两条虚线 (1'-c₁) 及 (2'-c₂) 所示，其两级理想发电量之和为

$$N_{1,2} = m_1(h_1 - h_c) + (1 - m_1)m_2(h_2 - h_c) \quad (7.5-17)$$

并联系统与串联系统两者的热力计算结果是相等的，但后者计算较为简单明了。

3.2 两级闪蒸最佳参数的逐级叠算法

利用曲线图通过各级功率的叠加，求出各级功率总和，并找到功率为最大值的极点，从而确定其最佳闪蒸温度。现从两级开始，进而再讨论多级。

根据两级并联系统的工作过程及前面讨论过的单级闪蒸通用曲线图，不难得到两级闪蒸系统的发电率叠加图，如图 7.5-10 所示。

图 7.5-10 实际上是通过图 7.5-4 及图 7.5-5 的叠加，即：

(1) 第一组曲线 N_1 是第一级闪蒸温度的发电量曲线 $N_1 = f(T_1, p_c)$ 。

(2) 第二组曲线是将第一级闪蒸的排水温度作为第二级进水温度 ($t_1 = t_{g2}$)，即可使用已有的单级最大发电量曲线，得出第二级不同进水温度的最大发电量 $N_2 = f(t_{g2})$ 。

(3) 总的发电量 $N_{1,2}$ 是两级发电量叠加的结果。其中必有最大值。显然， $N_{1,2,max}$ 最大值是表明在给定的地热水初温 t_g 和最终排汽冷凝压力 p_c 下的两级闪蒸系统所能发出的最大功率。

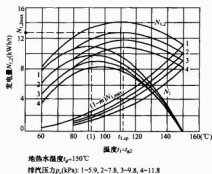


图 7.5-10 两级闪蒸最佳闪蒸温度的确定

如图 7.5-10 中所示，最大功率 $N_{1,2,max}$ 相对应的第一级闪蒸温度 $t_{1,op}$ 是第一级的最佳闪蒸温度。由于 $t_{g2} = t_{1,op}$ ，因而第二级最佳闪蒸温度 $t_{2,op} = f(t_{g2})$ ，可写成 $t_{2,op} = f(t_{1,op})$ 。这表明第一级与第二级的最佳闪蒸温度之间存在一定的“匹配关系”。而第二级的最佳闪蒸温度可利用上一节单级闪蒸的通用曲线得出。

图 7.5-10 还表明，两级闪蒸的第一级最佳闪蒸温度 $t_{1,op}$ 与单级相比，该温度向右偏移，即最佳值比单级闪蒸有所提高，这对于降低闪蒸系统第一级的管道及设备尺寸都是有利的。

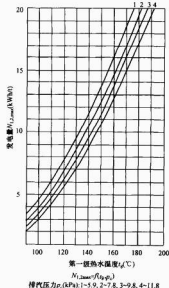
总发电功率为

$$P_{1,2} = q_{m1} N_1 + q_{m2} N_{2,max} \quad (7.5-18)$$

总发电量为

$$N_{1,2} = m_1 N_1 + m_2(1 - m_1) N_{2,max} \quad (7.5-19)$$

为了便于工程应用，对于两级闪蒸，可通过每一种地热水温度 t_g 计算，分别从图 7.5-10 形式的曲线中查找出所对应的最大发电量 $N_{1,2,max}$ 及其第一级最佳闪蒸温度 $t_{1,op}$ ，并绘制成通用曲线图，其结果如图 7.5-11 及图 7.5-12 所示。

图 7.5-11 两级闪蒸理想最大发电量通用曲线图
而第二级最佳闪蒸温度 $t_{2,op}$ 可把 $t_{1,op}$ 作为此级进水温度

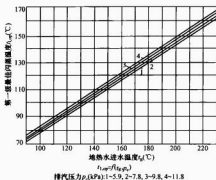


图 7.5-12 两级闪蒸的第一级最佳闪蒸温度通用曲线图

t_{g2} 查取图 7.5-6 得出。

3.3 两级闪蒸最佳闪蒸温度的简易计算公式

两种计算公式如下:

(1) 简化方根公式。第一级最佳闪蒸温度

$$T_{1,op} = \sqrt[3]{T_g T_c} \quad (7.5-20)$$

第二级最佳闪蒸温度

$$T_{2,op} = \sqrt[3]{T_g T_c} \quad (7.5-21)$$

(2) 简化线性公式。

1) 通用形公式。第一级最佳闪蒸温度

$$t_{1,op} = t_c + 2(t_g - t_c)/3 \quad (7.5-22)$$

第二级最佳闪蒸温度

$$t_{2,op} = t_c + (t_g - t_c)/3 \quad (7.5-23)$$

2) 简化后

$$t_{1,op} = (2t_g + t_c)/3 \quad (7.5-24)$$

$$t_{2,op} = (t_g + 2t_c)/3 \quad (7.5-25)$$

3.4 蒸汽产量及发电量的计算

参看图 7.5-7, 根据热平衡可得:

第一级闪蒸的蒸发率计算

$$m_1 = (h_g - h'_1)/(h''_1 - h'_1) = c_p(t_g - t_{1,op})/r_1 \quad (7.5-26)$$

第二级闪蒸的蒸发率计算

$$m_2 = (h'_1 - h'_2)/(h''_2 - h'_2) = c_p(t_1 - t_2)/r_2 \quad (7.5-27)$$

两级闪蒸蒸汽的理想发电量

$$N = m_1(h''_1 - h_c) + m_2(1 - m_1)(h''_2 - h_c) \quad (7.5-28)$$

实际发电量

$$N_{net} = N\eta_{is}\eta_m\eta_g \quad (7.5-29)$$

3.5 闪蒸系统终参数的确定

闪蒸系统的终参数是指闪蒸蒸汽进入汽轮机做功后排汽的热力参数, 即排汽温度 (蒸汽凝结温度), 也即对应的排汽压力。

虽然在冷却水源温度 t_c 已被大气环境所确定的条件下, 排汽参数一般有着经验和合理的选择范围, 但是对于低焓资源的地热水发电系统来说, 应处处挖掘潜力, 既要提高汽轮

机做功能力 (选取最佳初参数, 即闪蒸温度), 也要考虑合理减少辅机能耗, 降低厂用电, 力求电站净发电能力达到最佳水平。为此, 不管单级或多级闪蒸系统均应计算与排汽温度 t_c 有关的辅机能耗, 找寻净发电最大值的极点及其对应的最佳排汽参数。

此外, 由于地热发电效率低, 排汽凝结相对释放的热量比同容量的火电厂大得多, 凝汽器更加显得庞大, 从设备投资出发, 尤其对表面式凝汽器可选取更高一些的排汽压力, 有意识地加大传热温差, 减少一些受热面积, 降低凝汽器的造价。

地热电站循环水泵和射水泵耗功占厂用电比例很大, 为了减少厂用电增加净出力, 所选的终参数 (排汽温度、压力) 一般都比火电厂为高。

下列几项厂用电的能耗与排汽温度 t_c 关系较大:

3.5.1 循环水泵耗功计算

循环水温升

$$\Delta t = t_c - \Delta t_m - t_e \quad (7.5-30)$$

式中: t_c 为排汽温度 (蒸汽凝结温度), $^{\circ}\text{C}$; Δt_m 为凝汽器的传热温差, $^{\circ}\text{C}$; 混合式可取值为 0; t_e 为冷却水温度 (循环水进口温度), $^{\circ}\text{C}$ 。

循环水流量

$$q_b = \Sigma m r / (c_p \Delta t) \quad (7.5-31)$$

式中: q_b 为循环水流量, kg/s ; Σm 为排汽的质量流量, kg/s ; r 为排汽的质量汽化潜热, kJ/kg ; c_p 为循环水比热容, $\text{kJ/(kg}\cdot\text{K)}$ 。

循环水耗功

$$P_b = q_b H_b / \eta_b \quad (7.5-32)$$

式中: P_b 为循环水耗功, kW ; η_b 为水泵效率; H_b 为水泵扬程, kPa 。

3.5.2 抽气器的耗功计算

计算可近似将凝汽器中的不凝气体, 用理想气体状态方程式求出抽气器抽走的空气体积。

$$V_a = G_a R_a T_a / p_{a1} \quad (7.5-33)$$

式中: V_a 为抽气器抽走空气的体积流量, m^3/s ; G_a 为不凝气体质量流量, kg/s ; R_a 为气体常数, $\text{J/(kg}\cdot\text{K)}$; T_a 为空气的热力学温度, K ; p_{a1} 为汽水混合物中空气的分压力, Pa 。

当采用射水抽气器时, 抽气器所需的工作水量

$$V_{g0} = V_a / k \quad (7.5-34)$$

式中: V_{g0} 为抽气器所需的工作水量, m^3/s ; k 为容积喷射系数。

射水泵耗功:

$$P_a = V_{g0} (p_{g0} - p_a + p_{a0}) / \eta_a \quad (7.5-35)$$

式中: P_a 为射水泵耗功, kW ; p_{g0} 为射水器工作压力, kPa ; p_a 为大气压力, kPa ; p_{a0} 为抽气器人口布置高度的静压, kPa ; η_a 为射水泵效率。

3.5.3 净出力的计算

汽轮机发电功 P 减去循环水泵与射水泵的耗功所得的净功如下

$$P_{net} = P - P_b - P_a$$

因此可按不同的排汽参数 (冷凝温度 t_c) 为自变量计算净出力, 找出净出力最大值的极点及相应的最佳终参数 $t_{c,op}$ 的数值。

不论单级闪蒸或多级闪蒸都可按上述的公式计算。

实际参数的选取,还应顾及工程投资及其得益的回报综合考虑。

3.5.4 电站最终的净出力

整个电站除了上述两项厂用电外,还有地热水水泵,废弃热水回灌水泵等其他辅机的耗功,故整个电站的净出力为

$$P_{\text{net}} = P - \Sigma P_i \quad (7.5-36)$$

式中: ΣP_i 为电站所有厂用电之和,约 100℃ 的地热水发电一般可达电站出力的 30%~40%。

4 三级与多级闪蒸地热水发电

4.1 热力系统与热力循环

三级闪蒸系统是利用二级闪蒸系统中的第二级闪蒸器排出的热水,进入新增加的第三级闪蒸器进行闪蒸,产生第三级闪蒸蒸汽用于做功发电,如此类推,各级闪蒸器排出的热水,依次作为下一级利用,可以得到多级的闪蒸系统。虽然地热水随着闪蒸级数增加,做功能力增多,但实际上所增加的得益是越来越微小的。故从整体的经济分析,多级闪蒸系统实际上难以被选用。

图 7.5-13 为三级闪蒸的热力系统图,图 7.5-14 为三级闪蒸并联热力循环的 T-s 图。

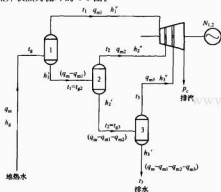


图 7.5-13 三级闪蒸（串联）热力系统简图
1—第一级闪蒸器；2—第二级闪蒸器；3—第三级闪蒸器

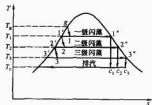


图 7.5-14 三级闪蒸并联热力循环的 T-s 图

4.2 各级闪蒸蒸汽量及闪蒸系统做功的计算

4.2.1 单位地热水产生的各级闪蒸蒸汽量（蒸发率）

参看图 7.5-13, 根据热平衡可得

第一级

$$q_{m1} = q_m (h_g - h_1') / (h_1' - h_1') \quad (7.5-37)$$

$$m_1 = q_{m1} / q_m = (h_g - h_1') / (h_1' - h_1') \quad (7.5-38)$$

第二级

$$q_{m2} = (q_m - q_{m1}) (h_1' - h_2') / (h_2' - h_2') \quad (7.5-39)$$

$$m_2 = q_{m2} / q_m = (1 - m_1) (h_1' - h_2') / (h_2' - h_2') \quad (7.5-40)$$

第三级

$$q_{m3} = (q_m - q_{m1} - q_{m2}) (h_2' - h_3') / (h_3' - h_3') \quad (7.5-41)$$

$$m_3 = q_{m3} / q_m = (1 - m_1 - m_2) (h_2' - h_3') / (h_3' - h_3') \quad (7.5-42)$$

如此类推对 n 级的多级闪蒸系统第 n 级的蒸汽量

$$q_{mn} = (q_m - q_{m1} - q_{m2} - \dots - q_{m(n-1)}) (h_{n-1}' - h_n') / (h_n' - h_n') \quad (7.5-43)$$

$$m_n = q_{mn} / q_m = (1 - m_1 - m_2 - \dots - m_{n-1}) (h_{n-1}' - h_n') / (h_n' - h_n') \quad (7.5-44)$$

4.2.2 三级及多级闪蒸系统做功能力的计算

进行做功计算时,以采用等效并联的系统,更为简便些,图 7.5-15 是三级闪蒸并联热力系统。

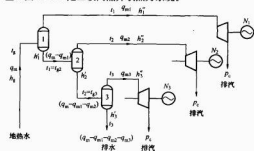


图 7.5-15 三级闪蒸（并联）系统简图

1—第一级闪蒸器；2—第二级闪蒸器；3—第三级闪蒸器

三级闪蒸系统的作为各级蒸汽做功之和

$$N_{1-3} = m_1 (h_1 - h_{c1}) + m_2 (h_2 - h_{c2}) + m_3 (h_3 - h_{c3}) \quad (7.5-45)$$

如此类推对 n 级闪蒸系统的功可按以下公式计算

$$N_{1-n} = m_1 (h_1 - h_{c1}) + m_2 (h_2 - h_{c2}) + m_3 (h_3 - h_{c3}) + \dots + m_n (h_n - h_{cn}) \quad (7.5-46)$$

上述计算的功是理想功,机组实际的做功应乘以汽轮机效率、机械效率、发电效率等。

4.3 各级最佳闪蒸温度的逐级计算

对三级闪蒸系统计算,因已有前述两级闪蒸系统的最佳闪蒸温度的计算结果和通用曲线(见图 7.5-11)可以利用,故在某已定的地热水温度的条件下,只需以第一级闪蒸温度为自变量,对每一次选取的第一级闪蒸温度计算出第一级蒸汽的做功,接着以此闪蒸温度作为后面二级闪蒸系统的进水温度,利用前述的结果,查取二级闪蒸系统的最大做功值,并与第一级做功值相加,得出三级闪蒸系统总的做功值。最终找出总做功最大值的曲线极点,与此对应的第一级闪蒸温度就是第一级最佳闪蒸温度,而利用二级闪蒸系统最佳闪蒸温度通用曲线图,直接查找出二级闪蒸系统后面的两级,即第二级和第三级的最佳闪蒸温度(详见文献 2)。

按相同的方法进行不同地热水温度的计算,就可得出三级闪蒸系统的通用曲线图。为了便于工程计算参考,计算三级闪蒸系统时设定 4 种不同的排汽压力 p_c 条件下求得各种不同地热水温度所对应的最大发电量和第一级最佳闪蒸温度 $t_{1,op}$,并绘制成通用曲线图(见图 7.5-16)和(见图 7.5-17)。

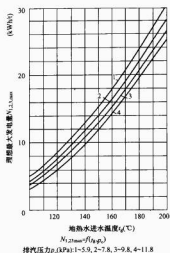


图 7-5-16 三级闪蒸理想最大发电量通用曲线图

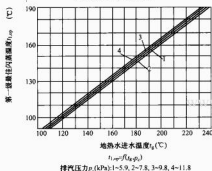


图 7-5-17 三级闪蒸第一最佳闪蒸温度通用曲线图

对于四级闪蒸系统,可用上述同样的方式,利用上述三级闪蒸系统的计算结果,先作第一级的做功计算,再与后三级的做功值(查通用曲线图)进行叠加,求得总做功的最大值板点以及相对应的第一级最佳闪蒸温度,后面三级的最佳闪蒸温度则利用上述三级闪蒸系统的通用曲线,找出四级闪蒸系统后面三级的最佳闪蒸温度。

对于更多级的闪蒸系统,其计算可依此类推,逐级进行。

4.4 各级最佳闪蒸温度的简易计算公式

采用线性公式更显得简捷明了。

4.4.1 三级闪蒸系统最佳闪蒸温度简易计算公式

第一级最佳闪蒸温度

$$t_{1,opt} = t_c + 3(t_g - t_c)/4 \quad (7.5-47)$$

第二级最佳闪蒸温度

$$t_{2,opt} = t_c + 2(t_g - t_c)/4 \quad (7.5-48)$$

第三级最佳闪蒸温度

$$t_{3,opt} = t_c + (t_g - t_c)/4 \quad (7.5-49)$$

4.4.2 多级闪蒸最佳闪蒸温度简易公式

级数为 n 级闪蒸的最佳闪蒸温度:

第一级最佳闪蒸温度

$$t_{1,opt} = t_c + n(t_g - t_c)/(n+1) \quad (7.5-50)$$

第二级最佳闪蒸温度

$$t_{2,opt} = t_c + (n-1)(t_g - t_c)/(n+1) \quad (7.5-51)$$

第 n 级最佳闪蒸温度

$$t_{n,opt} = t_c + (t_g - t_c)/(n+1) \quad (7.5-52)$$

综合各级最佳闪蒸温度的特点,可得出在地热水初温至排汽终温的范围内,各级之间的温度差是相等的。也即各级闪蒸器进出口的温度差相等,即

$$\begin{aligned} (t_g - t_{1,opt}) &= (t_{1,opt} - t_{2,opt}) = (t_{2,opt} - t_{3,opt}) \\ &= \dots = (t_{n,opt} - t_c) \end{aligned} \quad (7.5-53)$$

4.5 多级闪蒸系统的热经济性比较与计算实例

4.5.1 对比曲线

随着闪蒸级数增多,其做功得益增加,而无限多级闪蒸系统的做功,则以全流系统为极限。图 7-5-18 是一级与多级闪蒸系统做功的对比曲线。

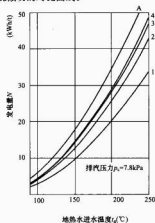


图 7-5-18 各级闪蒸系统理想发电量比较曲线

1—一级内蒸; 2—二级内蒸; 3—三级内蒸;
4—四级内蒸; A—全流系统

4.5.2 对比实例

表 7-5-2 是质量流量为 1t/h 的 200℃地热水以及循环水温度为 20℃, 计算一、二、三级闪蒸系统的热力性能对比实例。

表 7-5-2 各级闪蒸系统的最佳参数组合和热力性能表

	一级	二级	三级
一级闪蒸温度 (°C)	115	145	155
二级闪蒸温度 (°C)	—	90	115
三级闪蒸温度 (°C)	—	—	75
蒸汽凝结温度 (°C)	40	40	40
机组发电能力 (kWh/t)	14.394 7	18.302 5	20.124 4
循环水耗功 (kWh/t)	1.289 4	1.590 9	1.761 0
射水泵耗功 (kWh/t)	1.229 2	1.516 5	1.678 7
净发电能力 (kWh/t)	11.876 1	15.195 1	16.684 6

注 1. 详见文献 [5]。

2. 表中净发电能力是设有扣除与经济对比影响较小的地热水泵、阻流泵等辅助机械的耗电。

可看出二级闪蒸系统的净发电能力比一级闪蒸系统提高 27.9%, 三级闪蒸系统比二级闪蒸系统提高 9.8%。

由于二级闪蒸系统的热力性能显著高于一级闪蒸系统, 故我国青岛汽轮机厂在 3MW 和 6MW 地热水汽轮机的设计中, 都选用了二级闪蒸。而三级闪蒸系统的热力性能虽优于二级闪蒸系统, 但发电能力增加的幅度不多, 随着闪蒸级数

的增加,其经济效益有限,而设备和技术上的困难和复杂程度则成倍增加。三级闪蒸系统要安排三套进汽管道和调节阀门,要配合三次进汽调节,在汽轮机的通流部分要安排两级混压室,增加轴向长度和设备的体积等等,因此目前从设计制造技术的难度和工程投资等方面考虑,三级及三级以上的闪蒸系统是仍难被采用的。

5 双工质循环地热水发电

双工质循环亦称中间介质法。用低沸点有机工质,构成封闭的热力循环。其中最实用的是朗肯循环。

5.1 朗肯循环与热力系统

图 7.5-19 是基本的双工质朗肯循环,其加热过程是:温度为 T_0 的地热水在蒸发器中逆流传热将低沸点工质从液态工况 4 加热直至汽化为工况 1 的饱和蒸汽,此温度为 T_1 的低温饱和蒸汽进入汽轮机等熵膨胀做功发电。与火力发电相似,做功后的排汽(工况 2)进入凝汽器被循环水冷却成冷凝温度为 T_2 的液体(工况 3),再用工质泵升压至工况 1,重新进入蒸发器受热汽化,如此循环不已。

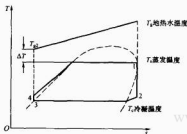


图 7.5-19 双工质基本朗肯循环 T-s 图

整个循环的热力系统见图 7.5-20。

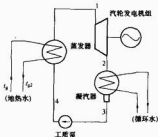


图 7.5-20 双工质基本朗肯循环热力系统简图

与闪蒸系统的考虑一样,低沸点工质蒸发的饱和蒸汽温度 T_1 亦有最佳值,使地热水的做功能力达到最大值。

最佳蒸发温度 $T_{s,op}$ 国内习惯用下列的简易计算公式进行计算

$$T_{s,op} = \sqrt{T_0 T_c} \quad (7.5-54)$$

由于低沸点工质是定温相变进行汽化,而地热水并不是恒温热源,地热水排放的出口温度 T_{02} 是以循环工质的蒸发温度 T_1 为限,在此节点的地热水出口温度高出蒸发温度的数值是由出口的传热温差 ΔT 而定(见图 7.5-19),所以基本朗肯循环地热水利用的热量是有限的。

为了提高地热水的利用率,以下手段可提高循环的效率。

5.1.1 工质预热

原热力系统只在蒸发器前面增加一个预热器(见图 7.5-21),这样就可将从蒸发器排放的高于蒸发温度的地热水,再进入预热器对低于蒸发温度的液态低沸点工质预热,其作用与火电厂锅炉加装省煤器提高锅炉热效率甚为类似。

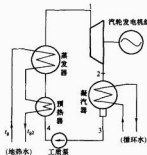


图 7.5-21 双工质朗肯循环带预热器的热力系统简图

从热力循环看出(见图 7.5-22),在同等蒸汽参数条件下,地热水排放的出口温度降至节点以下,地热水的热量得到更多的利用,与基本的朗肯循环相比,在相同条件下,获得更多的蒸汽和更多的发电功率。

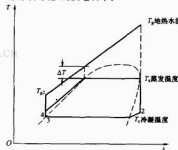


图 7.5-22 双工质带预热器的朗肯循环 T-s 图

预热器是液态之间换热,其体积比蒸发器小,加装了预热器之后,投资增加不多,却能明显地增加循环的发电量,工程上乐于采用。

5.1.2 工质过热

图 7.5-21 的热力系统再增加一个过热器,得到新的热力系统(见图 7.5-23),此系统是先由地热水原水通入过热器,将工质饱和蒸汽加热为过热蒸汽,接着与原来系统一样,依次进入蒸发器和预热器,由于蒸汽加热成过热蒸汽,蒸汽的初焓增高,故做功能力增加。

热力循环见图 7.5-24,此热力循环发电工质的蒸汽处于过热状态,不需要考虑汽液分离,即能满足汽轮机运行的安全。

由于过热器设备体积庞大,投资增加较多,且过热器的阻力会造成蒸汽压力降低,处理不好功率反而下降,造成得不偿失,故是否采用视情况而定。

5.1.3 多级蒸发

上述的单级双工质循环的发电系统,为了更充分利用地热水的能量,可将一级蒸发器排出的地热水,再进行发电利用,作为第二级的地热水进入第二级蒸发器进行另一个封闭循环的发电,这就是二级蒸发系统的并联系统。也可以将第

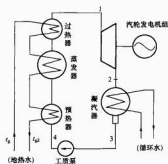


图 7.5-23 双工质朗肯循环过热和预热的热力系统简图

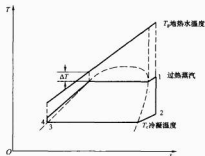


图 7.5-24 双工质过热和预热的朗肯循环 T-s 图

二级蒸发器产生的二级蒸汽进入到与一级系统的同一台汽轮机压力相对应的接口，与原一级蒸汽相汇，一起进行发电，这就是二级串联系统。

二级蒸发系统各级最佳的蒸发温度可参考闪蒸的原理进行计算，或近似用方根简化公式求得 [参见式 (7.5-20) 和式 (7.5-21)]。

将二级蒸发器排出的地热水，继续利用，进入第三级蒸发器构成第三级低沸点工质的封闭循环发电，这就是三级蒸发系统，依此类推可得更多级的蒸发系统。

采用两级蒸发可提高发电量约 20% 左右，如同闪蒸系统一样，采用的级数越多，增加的效益却逐级减少，三级蒸发只增加 7%~8% (见图 7.5-25)。

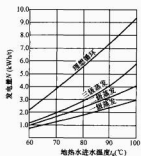


图 7.5-25 双工质循环单位热水发电量

多级蒸发的发电系统，发电量增加，但工质泵耗电量增加，庞大的换热器使设备尺寸和投资增大，热力系统复杂化，实际应用受到很大限制。对组装式成套发电设备来讲，

技术上较难实现。

5.2 其他高效的双工质循环

5.2.1 劳伦兹 (Lorenz) 循环

采用非共沸混合工质，利用其变温相变的特性，构成做功能力更大的劳伦兹循环 (见图 7.5-26)。

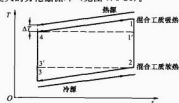


图 7.5-26 双工质劳伦兹循环示意图

劳伦兹循环的优点：混合工质定压加热和定压冷却的温度变化能与非恒温热源和冷源相匹配。在逆流传热过程中，工质最终的蒸汽温度比定温相变获得的蒸汽温度为高，而最终的冷凝温度比定温相变为低，因此劳伦兹循环 (1-2-3-4) 比定温相变的朗肯循环 (1'-2'-3'-4) 能获得更大的功，选择合适的混合工质可望提高效率 10%。

显然如果非共沸工质循环用于恒温热源和冷源，就不能改善循环的效率了。

由于非共沸混合工质相变的温度滑移与工质的配比有关，并影响热力循环的工作过程，而混合工质的泄漏是不可能按着组分的配比而泄漏的，泄漏后对运行设备补充工质要达到原来的配比亦是很难的事，因此对设备密封要求更为严格，实现劳伦兹循环的工程应用难度更加增大。

5.2.2 其他高效循环

(1) 超临界循环。可用 CO_2 或 SF_6 等临界温度较低 (分别为 31.1°C 和 46.6°C) 的工质，进行超临界循环，加热过程中的地热水与工质的温度能够匹配，循环接近理想的三角形循环 (全流循环)、达到最佳的做功能力。但是目前仍难有合适的工质。 CO_2 价格虽然低廉来源容易，但临界压力高 (7.38MPa)。 SF_6 临界压力稍低 (3.76MPa) 但产量少，价格贵。总之，它们的压力水平高，工质泵耗功加大，使低焓发电系统的净出力为之减少。

(2) 全流系统。原理同地热水直接发电的全流系统相同，只不过用地热水加热低沸点工质由低沸点工质进行全流系统发电，达到理想的全流三角形循环。但目前存在的问题仍然是要研制出高效率全流的两相膨胀机。

5.3 低沸点工质的选择

5.3.1 工质的选择原则

(1) 热力特性。单位做功能力强，工作压力适中，比容较小，传热性能较好。

(2) 化学性能。化学性能稳定，不易分解；对设备无腐蚀性；无毒性和刺激性；不可燃。

(3) 价格。来源容易，价格低廉。

(4) 环境保护。对周围环境无不良影响。

5.3.2 双工质循环可选用的工质

适合于双工质循环的工质是以氨类及其氯化物为主的低沸点工质或混合物。这些工质均收编在制冷剂中，由美国 ASHRAE 进行了命名和编号，例如氟氯烃类物质通称为氟里昂。不少工质已在逆循环的制冷设备中广泛应用，例如热泵、空调设备等。

经长期筛选出适用于双工质循环且热力性能优良的低沸点工质,有下列两类。

(1) 氟氯烃(氟里昂)类: R11, R12, R13, R113, R114 以及 R160(氯乙烷)等。由于含氟的烃类物质对大气臭氧层有破坏作用,自 1987 年在加拿大签署的《关于消耗臭氧层物质的蒙特利尔协议书》以来,已明确在全球范围禁用和淘汰含卤素的氟氯烃类物质(CFC),上述的 R11、R12、R13、R113、R114 等氟里昂工质现已淘汰和被替代。对含氢的氟氯烃类物质(HCFC)例如上述的 R160,亦为受控物质,正逐步淘汰。上述的氟里昂类物质都是综合性能良好的低沸点工质,而今为了环保因素已不能再选用了。从环保角度出发,已陆续推出无氟的氟里昂替代工质,但其热力学特性及环保性能等方面是否最终被认可,仍需经长期实践后确认。

(2) 烃类: 丙烷(R290), 丁烷(R600), 异丁烷(R600a), 戊烷(R601), 异戊烷(R601a)等。其中异丁烷, 异戊烷是丁烷和戊烷的异构体, 由于压力较丁烷和戊烷低而被优先选用。

这些都是热力性能仍保持较优而可选用的为数不多的工质, 它属于 21 世纪国际上推荐的天然工质(自然工质)范畴, 对大气臭氧层无破坏作用, (臭氧衰减指数 ODP=0), 温室效应很小(温室效应指数 GWP 很小)。但是烃类物质易燃易爆, 在逆循环的应用中目前在欧洲广泛用于工质充值量较小的冰箱。当使用到双工质循环的大型设备中, 无疑在技术上应有更高的要求。

其他供考虑的天然工质 CO_2 (二氧化碳), SF_6 (六氟化硫)和 NH_3 (氨)乃是最早一代的制冷剂。 CO_2 (R744)和 SF_6 (R7146) 只作为超临界循环的候选工质。 NH_3 (R717) 在冷库的应用技术较成熟, 但毒性和刺激性较大, 对铜管有强烈腐蚀作用, 是应用上的一个障碍。

5.3.3 低沸点工质的热物性性质

为了选择适合于地热水温度的低沸点工质以及设计匹配的汽轮机, 工质的热力学性质图表或实际气体的状态方程是十分需要的。

(1) 单工质。用于双工质循环的工质的热力学性质很容易在制冷剂手册中找到, 此外在热力工程的有关手册和文献中也可以查取有关的热物性数据。

对于还没有现成的热力学性质图表或新开发的工质, 可采用下列两种最常用的半经验公式进行。

1) MH 方程(马丁-侯方程)。这是 1953 年浙江大学侯虞教授与 Martin 共同提出的(Martin-Hou)方程, 它是建立在一定的试验数据基础上的实际气体的状态方程式, 适用于烃类尤其氟氯烃类气体的热力学性质的计算, 精度高, 常数的确定较同类方程简便, 我国广为使用的《制冷工质热物性性质表和图(SI制)》是以该方程计算得到的。此方程也用于二元混合工质。1981 年改进后的 MH-81 方程又扩展到液体性质计算中, 继后又用于汽液平衡的计算。

2) MBWR 方程是在 1940 年 BWR(Benesict-Webb-Rubin) 方程基础上的改进方程的通称。它具有 23 个常数的复杂的实际气体状态方程, 适用与烃类气体、非极性气体, 精度高, 具有较大的温度压力应用范围。能适用于气液两个相区。它可计算工质的蒸汽压和相平衡特性。

此外还有形式简单而适用于气相和液相计算的 PR 方程方便探索新工质之用。

上述这些公式计算工作量大, 编程复杂, 现已有了较规范的热力学性质计算软件, 可方便使用。

(2) 混合工质。混合工质是指沸点不同的两种(或多种)纯工质的气液平衡的混合物, 它可根据“优势互补”的原则, 按组合不同的纯工质, 达到预定要求。混合工质可分为两类:

1) 非共沸工质(NARM)。混合工质组分的分子间存在相互作用力, 当液相中一种组分的分子吸引力较另一种为大时, 弱吸引力的组分先从液相溢出进入气相中, 在相变过程中, 随着温度不断上升, 弱吸引力的组分液相汽化的比例逐步减少, 与此同时, 另一组分汽化的比例逐步加大, 直至全部汽化为止, 这就是非共沸混合工质。其相变起始温度(泡点)和相变过程的温度滑移范围取决于纯工质的组分和配比。混合工质的热力学特性可通过 PVTs 相平衡关系, 状态方程和混合定则求得。

混合工质作为制冷剂一直进行着大量的试验研究, 其编号为 3 位数字, 字首为 4, 例如: R401a (其组成为 R32/R125, 质量比为 50/50)。但是双工质循环的工作条件与逆循环有所区别, 即使采用同样组分的非共沸混合工质, 也应根据地热水资源合理地匹配循环相变过程的温度滑移(温差), 调配好各组分的配比, 以提高双工质循环的效率。当二元非共沸混合工质较难实现相变温差匹配时, 可考虑多元非共沸工质实现匹配的要求, 但距离应用又远了一步。

对于双工质循环的环保型非共沸混合工质, 可选用由丙烷、丁烷、异丁烷或异戊烷等烷类进行不同的组合。

2) 共沸(近共沸)混合工质。混合工质在特定的组分的配比下, 有可能保持或接近于定温相变, 这称为共沸或近共沸混合工质, 在制冷剂中编号为 3 位数字, 字首为 5。例如: R507 (其组成为 R125/R134a, 质量比为 50/50)。共沸混合工质的特性与单工质性能相似, 可以扩大单工质的选择范围, 或作为替代受环保原因而淘汰的工质。过去在制冷剂中曾有一批热物性良好的共沸工质, 但大多数的组分含有环保受控的物质, 逐步地不被采用, 新的共沸工质正在不断的研究之中。

目前适用于双工质循环的混合工质为数甚少, 实践经验不多。

5.4 双工质循环的设备特点

双工质循环的低沸点工质是按地热水资源温度选择的, 同时也设计相适应的汽轮机。由于工质蒸汽比容较大, 蒸汽小, 故汽轮机及有关管道的体积尺寸较小, 但是工质价格一般较贵, 大量灌装和补充甚不方便, 大多数是不可避免地存在着可燃易爆或毒性等问题, 所以设备的密封性能要求非常严格, 才能保证机组安全和经济的运行。

双工质循环成套发电装置中, 低沸点工质传热系数较低, 尤其是混合工质。使得常规的表面式换热器的尺寸和投资都很大, 若处理不好, 甚至可达总投资的 40%。为此有以下两种解决途径。

(1) 受热面采用强化传热措施。强化传热方式有多种多样, 能付诸实用, 但不论采用何种强化传热的手段, 均应考虑换热器受热面被地热水污染或结垢的问题以及处理措施。

(2) 直接接触式换热器。直接接触换热没有了受热面的积垢问题, 传热效率也高。换热器投资和维护也大为减少。但是存在下列问题有待解决。

1) 地热水中的不凝气要避免逸入工质蒸汽中, 故进入直接换热器前应采取抽气措施排除。

2) 虽然低沸点工质在水中的溶解度很小, 但长期运行

仍需考虑工质逸出的回收和工质蒸汽夹带地热水的问题。

5.5 双工质循环的实用性

双工质循环汽轮发电机组成套设备虽然投资较大,但已能付诸商业应用。1965年以色列人研制开发出一种全封闭型组装式的成套发电装置。奥尔梅特(ORMAT)美国公司一直进行生产推广,称为能量转换装置,用于地热水发电的产品容量为1000~4000kW的模块式设备,在制造厂组装和调试好。庞大的换热器和全封闭的汽轮发电机组都装在可移动的底座上,直接运到用户。现场的机械部分只需将地热水源和冷却水源的管道连接即可使用。其他公司的产品亦多采用模块组装式机组。

我国西藏那曲地热电站于1993年底投入了一台美国提供的容量为1000kW的奥尔梅特能量转换装置。汽轮机密封为机械密封,与发电机全封闭连接。工质采用3.5t异戊烷,作低沸点有机工质朗肯循环,地热水108℃,300t/h,蒸发器压力为0.56MPa。

江西温汤地热试验电站曾由天津大学等单位设计和试验了一台双工质循环机组,利用温度67℃,流量90t/h的地热水发电。电站在河流上游200米处修建了高度1米的拦水坝,在此取水可获得高差5m的循环水,供给300t/h的水量进入蒸发器,又在河边的钻孔中以河水灌入地下,使地热水可以自流进入蒸发器加热工质发电。厂用电仅工质泵7kW,出力57kW的机组可输出净功率50kW。这是利用地形环境减少投资,大幅度降低厂用电,并实现无电源快速启动的示例。

6 地热水发电工程示例——丰顺地热电站

6.1 电站简介

丰顺地热电站是我国第一座地热发电试验电站,建于广东省温泉之乡丰顺县城汤南邓屋村,距城区3km。国外最早以邓屋标记在世界地热资源和利用分布图中。

汤南水热区总面积0.8km²,水温91℃,地下热水总储量每日9400t,日流量1495t。水质为低矿化度重碳酸钠型泉水,含微量元素氧。

1970年电站第一台试验用86kW单级闪蒸汽轮发电机组示范发电成功。这是我国第一台地热发电机组。

1978年第二台200kW异丁烷的双工质循环机组发电试验成功。

1982年为了完善该电站,并达到生产性电站的目标长期运行。又建成一台容量为300kW的单级闪蒸汽轮发电机组。称为三号机,由国家无偿投资建造。1982年试运行小时数为900h及1983年试运行小时数为1598h,经改进完善,1984年移交当地生产使用,成为该电站唯一的一台生产性运行的机组,从1984年初至2003年底,20年运行小时数达154692h,机组平均年利用率达88.2%,此后仍在电网持续运行。

下面着重介绍三号机组的工程示例。

6.2 热力系统

三号机采用单级闪蒸汽发电系统(见图7.5-27),91℃的地热水来自井深800m的地热井,由深井泵抽吸送至闪蒸器,在闪蒸器内完成闪蒸过程,产生闪蒸汽。经汽水分离后,以饱和蒸汽状态进入汽轮机做功发电。闪蒸器内的饱和水排放到排水沟(作为量水堰),排往厂外。闪蒸器设计为

高位布置,排水无需水泵,即能自行排出。汽轮机做功后的排汽进入混合式冷凝器,被循环水直接冷却成凝结水。凝汽器也是高位布置,凝汽器的排水同样无需水泵,直接排放出厂外。用于冷却的循环水来自河水,由循环水泵抽送至凝汽器。排汽中的不凝气体,由射水抽气器抽出,用以维持凝汽器内的真空。整个发电过程见热力系统图7.5-27。

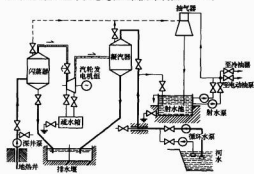


图 7.5-27 丰顺地热电站 300kW 单级闪蒸汽发电热力系统图

6.3 设计与运行参数

三号机单级闪蒸汽系统以流量230t/h和温度91℃的地热水,经闪蒸获得流量7.36t/h和绝对压力34kPa的闪蒸蒸汽进入汽轮机做功发电,额定功率为0.3MW,扣除厂用电,净功率仅为0.2MW。

单级闪蒸汽系统的设计参数和运行实测参数见表7.5-3。

表 7.5-3 热力系统设计工况及实际运行工况

序号	主要参数	设计工况	实际运行工况
1	热水初温	91℃	91℃
2	热水流量	230t/h	228.3t/h
3	循环水平年平均温度	28℃	14.4℃
4	循环水量	418.6t/h	515t/h
5	闪蒸压力	34kPa	29kPa
6	蒸汽流量	7.362t/h	8.805t/h
7	进汽压力	32kPa	26kPa
8	排汽压力	7.8kPa	6.3kPa
9	发电功率	0.293MW	0.32MW
10	汽耗率	25.1kg/kWh	27.5kg/kWh
11	热耗率	61.745kJ/kWh	62.189kJ/kWh
12	单位热发电量	1.27kWh/t	1.4kWh/t
13	厂用电	125kW	90kW

注 实际运行工况为1984年1月12日测试数据。

6.4 主要设备及特点

6.4.1 地热水泵

地热井的热水用长轴深井泵抽出。常温的水泵不能直接用于温度较高的地热水,采用耐温材料制作的密封元件之后,能满足长期安全运转。

现国内已有生产能耐热的地热水潜水电泵系列产品,电站在大修时换上了地热水潜水电泵,运行平稳可靠,安装管理也方便。

6.4.2 闪蒸器

筒体尺寸为 $\phi 2200 \times 2600\text{mm}^2$,采用单罩式进水装置,进水口下部是容积较小的闪蒸空间,其蒸发强度(单位容积

产生的蒸汽容积流量)经试验,可不受火电厂连续排污扩容器推荐值 $400 \sim 1000 \text{ m}^3/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ 的约束,而取值为 $11500 \text{ m}^3/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ 。闪蒸器上部是汽水分离空间,用作较大水滴的重力沉降,顶部装设不锈钢丝网汽水分离器。整个设备易于维护保养,亦能保障蒸汽的干度。

6.4.3 汽轮机

地热汽轮机设计为两级冲动式,调节系统为节流调节,单个调速汽阀并兼作主汽阀。危急遮断油门的设计可联动排汽缸的一个真空破坏阀,使汽轮机危急保安时,立即破坏真空,进入汽轮机的负压闪蒸蒸汽即失去做功能力,避免超速的危险。

6.4.4 射水抽气器

在实验室台架和安装现场多次试验后,定型为13个喷嘴,喉管直径130mm的多喷嘴射水抽气器。作抽吸试验,能维持排汽压力达4kPa。

6.4.5 凝汽器

采用淋水混合式凝汽器,能适应循环水水质较差的情况下安全运转。

6.5 机组的运行

6.5.1 运行状况

机组设计容量为300kW,试运行时曾达320kW。长期运行,若轴封磨损,真空降低,最大负荷常达不到300kW。

运行初期,厂用电较大,曾达56.1%。并出现过人为断油事故。后经运行改进和提高管理水平,厂用电明显减少,可降至30%。

闪蒸地热汽轮机为低温低压汽轮机,无需长时间暖管和暖机,启动快,运行操作简单,易于掌握。20多年来持续运行平稳,一直按照基本负荷机组的原则以最大负荷并网长期运行。1998年全年运行小时数高达8517h(全年设备利用率97.2%)。

我国在20世纪70年代曾建造了一批热水型地热试验电站,但多在边远地区,人才缺乏,维持困难,已纷纷关闭。而丰顺顺地型地热电站的人员也多来自当地的中小学文化水平的农民,但长期得到中科院广州能源研究所技术依托,成为熟练的电站技术干部和工人。

实践表明:对于只运行一台机组的小容量地热电站,合适的定员为:运行人员8人(四班制),技术管理与维修后勤人员4~5人,总数不超过13人,即能满足技术和管理较规范的地热电站的正常运行。

6.5.2 运行中的技术问题和处理

(1) 结垢问题。丰顺地型电站的地热水虽然矿化度较低,但结垢仍是影响运行安全经济的一个问题,运行中闪蒸器的排水口较易结垢,结垢厚度平均每年超过10mm,闪蒸

器的#325排水管,曾因垢层局部阻流,排水不畅,发生过汽轮机进水事故。

目前在闪蒸器下部内壁已涂以防垢剂,可阻止垢层的生成,在生成后亦较易脱落。每年可拆检闪蒸器一次,清除其内壁及汽水分离丝网上的结垢,保持汽水畅通。由于管道原是焊接连接,无法进入其内涂刷防垢剂,在结垢更换时改进了管道连接方式,便于拆除和清洗。今后设计时可适当加大排水管径,管线合理布置,采用2m为一段的法兰连接管。以利于防垢和检修。

(2) 轴封问题。汽轮机前后轴封,原设计为水封结构,技术问题较多。制造厂在现场改用迷宫型铝制轴封安装在汽缸上,与转子原有的光滑水封盘配合进行密封,装配工艺要求较高,新装时效果较好,但是,迷宫齿片一旦磨损,间隙增大,必然降低排汽的真空和减少汽轮机的出力,直接影响电站的经济效益。目前采取大修换新的处理方式。结构上仍未作新的改进。

6.6 经济性分析

电站运行的经济性取决于运行成本,销售的电量和价格。丰顺地热电站可不计地热水的成本,故运行成本较低。由于工资和维护的成本费用以及厂用电的消耗基本为定值,因此地热电站带负荷越高,得益越显著。地区电网一直能满足地热电站的特点,允许地热机组以最高负荷并网持续运行。在投产初期的电价一直以接近水电的价格售出,此时核算电站的盈利,需17.7年才能回收地面工程的投资。以后电价接近了火电价格,回收年限缩短为10年以内,但若按柴油发电机电价售出,并持续以最高负荷运转,则地热机组的投资可望在二年之内回收。

上述经济分析若涉及地热井的投资费用,回收年限就会加长了。

丰顺地热电站是国内中低温小容量热水型地热电站中目前仅有的一座能长期持续运行的地热电站,该台机组也是国内运行时间最长的一台闪蒸蒸汽轮发电机组。实践表明,目前小容量热水型地热发电与水力发电和燃煤火力发电相比,仍有投资风险较大与竞争能力较弱的实际问题。因此地热水的发电应用宜从下列两种途径开展。

(1) 地热发电综合利用。将地热水逐级利用,原水先作发电,发电后排水逐级安排各种工农业的直接利用以及养殖、灌溉、医疗和旅游等等,提高地热水的综合效益。

(2) 利用原有现成的热水井,减少地热开发的投资成本。例如在石油勘探和生产中存有少量弃置的石油钻井,并内储存大量的地热水,温度达到70~110℃,这就有可能作为地热井,因地制宜,进行地热发电利用。

第6章 地热湿蒸汽发电

世界上以水为主的地热湿蒸汽资源为数较多,采用这种资源发电的国家(包括中国)也较多。由于地热发电的汽轮机所用工质是干蒸汽,因此在用湿蒸汽来发电时,必须将其分离产生干蒸汽。根据资源情况不同,并为了合理和充分的利用资源,目前有各种各样的能量转换系统供发电利用:如分离蒸汽发电系统、分离蒸汽—热水闪蒸发发电系统、单级闪蒸及两级闪蒸发发电系统以及全流系统等。

本章将讨论这些地热发电系统,及其电站的热力计算方法;并将简要介绍国内外一些地热湿蒸汽电站的工程实例。

1 分离蒸汽(一级闪蒸)地热发电

不带深井泵的自喷井、井口流体为湿蒸汽的分离蒸汽发电热力系统简图如图 7.6-1 所示,图 7.6-2 是其热力循环的 $T-s$ 图。这种系统的闪蒸过程是在井内进行的,然后在地面进行汽水分离,分离后的蒸汽送往汽轮发电机组发电。从广义上说,它也是一种闪蒸发发电系统。它和干蒸汽发电系统相比,所不同的是多了一个汽水分离器和浮球止回阀——防止分离出来的地热蒸汽中带有水分进入汽轮机。

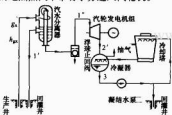


图 7.6-1 分离蒸汽地热发电热力系统简图

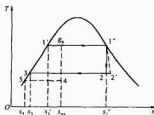


图 7.6-2 分离蒸汽地热发电热力循环

这类地热电站,在我国羊八井、墨西哥的 Cerro Prieto、日本的大岳、萨尔瓦多的 Ahuachapán 以及前苏联的 Pauzhetka 等,都有机组运行。

1.1 蒸汽质量流量确定

设计时井口湿蒸汽的质量流量 q_m (t/h) 及干度 x 是已知的,因此蒸汽的质量流量 q_{m1} (t/h) 可由湿蒸汽干度的定义得出

$$x = \frac{q_{m1}}{q_m}$$

$$q_{m1} = xq_m \quad (7.6-1)$$

1.2 分离蒸汽电站净功率计算

电站净输出功率

$$P_{\text{net}} = \frac{q_{m1}(h_1'' - h_2)(1-X)}{3.6} \eta_{\text{st}} \eta_m \eta_g \quad (7.6-2)$$

每吨地热湿蒸汽净发电量

$$N_e = \frac{P_{\text{net}}}{q_m} = \frac{x(h_1'' - h_2)(1-X)}{3.6} \eta_{\text{st}} \eta_m \eta_g \quad (7.6-3)$$

$$h_2 = h_3 + T_c(s_1' - s_2)$$

1.3 电站效率计算

循环加热的热流量

$$\Phi_1 = q_m(h_{\text{gx}} - h_3) \times 10^3 \quad (7.6-4)$$

最大可用功

$$w_{\text{max}} = h_{\text{gx}} - h_4 = (h_{\text{gx}} - h_5) - T_c(s_{\text{gx}} - s_5)$$

$$W_{\text{max}} = q_m w_{\text{max}} \times 10^3$$

$$= q_m[(h_{\text{gx}} - h_5) - T_c(s_{\text{gx}} - s_5)] \times 10^3 \quad (7.6-5)$$

电站净效率

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{\Phi_1} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{q_m(h_{\text{gx}} - h_3) \times 10^3} = \frac{3.6 N_e}{h_{\text{gx}} - h_3} \quad (7.6-6)$$

资源利用效率

$$\eta_i = \frac{3600 P_{\text{net}}}{W_{\text{max}}} = \frac{3.6 N_e}{(h_{\text{gx}} - h_5) - T_c(s_{\text{gx}} - s_5)} \quad (7.6-7)$$

根据式 (7.6-3) 及式 (7.6-6) 计算结果所绘制的每吨地热湿蒸汽的净发电量 N_e 及电站净效率 η_{net} , 在不同蒸汽干度 x 下随地热湿蒸汽温度 t_g 的变化关系示于图 7.6-3 及图 7.6-4。图中还给出干蒸汽 ($x=1$) 发电的数值以资对比。计算时取冷凝温度 $t_c = 35^\circ\text{C}$, $\eta_{\text{st}} \eta_m \eta_g = 0.722$, $X=0.1$ 。

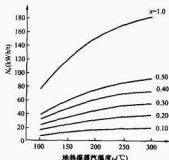


图 7.6-3 分离蒸汽地热发电的净发电量随蒸汽温度变化关系

其中最大的 N_e 值所对应的温度 t_2 就为第二级最佳闪蒸温度,如图 7.6-7 所示。该图是在分离蒸汽温度 $t_1 = 140^\circ\text{C}$ 、干度 $x = 0.1$ 、冷凝温度 $t_c = 35^\circ\text{C}$ 时计算所得结果。第二级最佳闪蒸温度是在 $t_c \sim t_1$ 之间,即在 $35 \sim 140^\circ\text{C}$ 之间选取,并在 35°C 及 140°C 时 N_e 值最小。从计算结果及图中可得出,第二级最佳闪蒸温度为 $t_{2,\text{opt}} = 90^\circ\text{C}$ 。

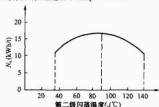


图 7.6-7 分离蒸汽—热水闪蒸
第二级最佳蒸发温度确定

由式 (7.6-13) 及式 (7.6-14) 并按最佳闪蒸温度 t_2 计算出的湿压式机组的 N_e 及 η_{net} 随地热湿蒸汽温度的变化关系,将在图 7.6-17 及图 7.6-18 中一起说明。

当湿压式汽轮机的二次进气的损失较大时,有时不得不采用投资较大的高低压分开的两个汽轮发电机组,如图 7.6-8 及图 7.6-9 所示。这种发电方法类似新西兰 Wairakei 地热电站的发电机组。

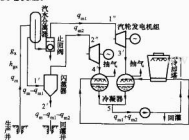


图 7.6-8 高低压机组分开的分离蒸汽—热水闪蒸发电系统简图

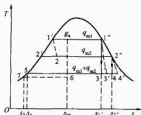


图 7.6-9 高低压机组分开的分离蒸汽—热水闪蒸发电系统简图

电站净输出功率 (kW)、净发电量 (kWh/t) 及效率分别为

$$P_{\text{net}} = \frac{[q_{m1}(h_1' - h_3) + q_{m2}(h_2' - h_4)](1-X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.6-16)$$

$$N_e = \frac{[m_1(h_1' - h_3) + m_2(h_2' - h_4)](1-X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.6-17)$$

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3.6 N_e}{h_{\text{gx}} - h_3} \quad (7.6-18)$$

$$\eta_0 = \frac{3.6 N_e}{(h_{\text{gx}} - h_2) - T_c(s_{\text{gx}} - s_2)} \quad (7.6-19)$$

3 单级闪蒸地热湿蒸汽发电

地热湿蒸汽发电的另一种能量转换系统,是采用单级闪蒸,即地热湿蒸汽不经分离器分离,而直接进入闪蒸器降压闪蒸,产生的低压蒸汽进入汽轮机做功及发电。图 7.6-10 及图 7.6-11 是其发电热力系统简图,及其热力循环图。湿蒸汽在闪蒸器内降压产生的蒸汽量,根据热平衡可求得如下(参看图 7.6-10)

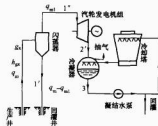


图 7.6-10 单级闪蒸地热湿蒸汽发电系统简图

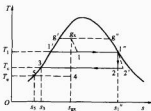


图 7.6-11 单级闪蒸热力循环

$$q_m h_{\text{gx}} = q_{m1} h_1' + (q_m - q_{m1}) h_1' \quad (7.6-20)$$

$$q_{m1} = \frac{q_m(h_{\text{gx}} - h_1')}{h_1' - h_1'} \quad (7.6-21)$$

式中: q_m 为湿蒸汽质量流量, t/h ; q_{m1} 为闪蒸产生的蒸汽质量流量, t/h ; h_{gx} 为湿蒸汽质量焓, kJ/kg , 其值为 $h_g + x(h_g' - h_g')$; m_1 为单位质量地热湿蒸汽的产汽量, kg/kg 。

湿蒸汽单级闪蒸电站净功率及净效率计算
净输出功率

$$P_{\text{net}} = \frac{q_{m1}(h_1' - h_2)(1-X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.6-22)$$

每吨湿蒸汽净发电量

$$N_e = \frac{P_{\text{net}}}{q_m} = \frac{m_1(h_1' - h_2)(1-X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.6-23)$$

其中 $h_2 = h_3 + T_c(s_1' - s_3)$
循环加热热量

$$\Phi_1 = q_m(h_{\text{gx}} - h_3) \times 10^3$$

最大可用功

$$W_{\text{max}} = q_m u_{\text{max}} \times 10^3 = q_m[(h_{\text{gx}} - h_5) - T_c(s_{\text{gx}} - s_5)] \times 10^3$$

电站净效率

$$\eta_{\text{net}} = \frac{P_{\text{net}}}{\Phi_1} = \frac{3600 P_{\text{net}}}{q_m(h_{\text{gx}} - h_3) \times 10^3} = \frac{3.6 N_e}{h_{\text{gx}} - h_3} \quad (7.6-24)$$

资源利用效率

$$\eta_s = \frac{3600P_{\text{net}}}{W_{\text{max}}} = \frac{3.6N_g}{(h_{gx} - h_5) - T_c(s_{gx} - s_5)} \quad (7.6-25)$$

在湿蒸汽的闪蒸系统发电中, 闪蒸器的最佳闪蒸温度与热水发电时不同, 它除了与湿蒸汽温度 t_g 及冷凝温度 t_c 有关之外, 还与湿蒸汽的干度 x 有关, 而且随湿蒸汽干度 x 的增加而增加, 如图 7.6-12 所示。该图是根据实际计算得出的最佳闪蒸温度 t_1 随地热湿蒸汽温度 t_g 及干度 x 的变化关系。图中还给出热水 ($x=0$) 发电时的最佳闪蒸温度变化关系, 以资比较。计算时取冷凝温度 $t_c=35^\circ\text{C}$, 效率 $\eta_{\text{th}} \eta_s=0.722$, 厂用电率 $X=0.1$ 。

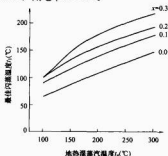


图 7.6-12 单级闪蒸最佳蒸发温度
随湿蒸汽温度及干度变化关系

由于湿蒸汽的最佳闪蒸温度不能采用热水闪蒸时的公式 ($T_1 = \sqrt{T_g \times T_c}$) 来计算, 则只能采用试算法。试算时, 保持湿蒸汽温度 t_g 、干度 x 、冷凝温度 t_c 及其计算所需有关热力参数不变, 然后选取不同的闪蒸温度 t_1 及其相应 h_1' 和 s_1' , 再根据式 (7.6-23) 求出不同的 N_g 值, 在 N_g 值为最大时其对应的 t_1 , 即为最佳闪蒸温度。

在上述计算中, 若采用计算机 Microsoft Excel 软件来计算, 则可获得快捷和准确的结果。

图 7.6-13 及图 7.6-14 是由式 (7.6-23) 及式 (7.6-24) 按最佳闪蒸温度的计算结果而绘制出来的、在不同的蒸汽干度 x 下, 单位湿蒸汽净发电量 N_g 及电站净效率 η_{net} 随地热湿蒸汽温度 t_{set} 的变化关系。不难看出, 随着 x 及 t_g 的增加, N_g 及 η_{net} 均随之增加。

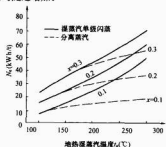


图 7.6-13 湿蒸汽单级闪蒸单位净发电量
随湿蒸汽温度及干度变化关系

为了进行对比, 图中还给出湿蒸汽单级闪蒸发电与分离蒸汽发电的比较。显然, 从能量利用角度来看, 单级闪蒸系统多利用了热水的部分能量, 因此发电量 N_g 及效率都将比分离蒸汽的大。而且在本计算中 (冷凝温度 $t_c=35^\circ\text{C}$), 这

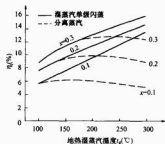


图 7.6-14 湿蒸汽单级闪蒸电站效率
随湿蒸汽温度及干度变化关系

种差别, 在高温时较为明显, 但随着干度 x 增加, 这种差别在减小; 在低温和干度 x 增加时两者差别明显减小, 例如, 当 $t_g=100\sim 150^\circ\text{C}$, $x=0.3$ 时, 如图所示, 两者已没有差别, 这时湿蒸汽在闪蒸器内已没有闪蒸, 而是直接利用其分离蒸汽来发电, 才能获得 N_g 的最大值, 即没有闪蒸时, 汽轮机的理想焓降 ($h_1' - h_2$) 与分离蒸汽的质量流量 q_{m1} 的乘积才能获得最大值。由于在闪蒸器内没有闪蒸, 即 $t_g=t_1$, 因此在图 7.6-12 中, 我们看到, 最佳闪蒸温度 t_1 与地热湿蒸汽温度 t_g 是相等的。

4 两级闪蒸地热湿蒸汽发电

两级闪蒸地热湿蒸汽发电的热力系统简图, 如图 7.6-15 所示。由井口出来的地热湿蒸汽, 直接进入第一级闪蒸器, 产生一次蒸汽后进入湿压式汽轮机高压缸做功; 剩余的饱和水则进入第二级闪蒸器, 产生压力更低的二次蒸汽后进入同一台湿压式汽轮机低压缸做功。其热力循环图, 如图 7.6-16 所示。本发电系统的热力计算方法, 是将两级闪蒸产生的一次蒸汽和二次蒸汽的发电量总加起来, 并计算出电站的效率。其中计算功率所需的质量焓 h_3 、 h_4 和 h_5 , 可参看分离蒸汽—热水闪蒸的计算方法计算。

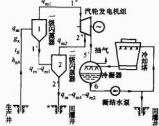


图 7.6-15 两级闪蒸地热湿蒸汽发电系统简图

4.1 蒸汽产量计算

第一级闪蒸器的蒸汽产量

$$q_{m1} = \frac{q_m(h_{gx} - h_1')}{h_1' - h_1}$$

$$m_1 = \frac{q_{m1}}{q_m} = \frac{h_{gx} - h_1'}{h_1' - h_1}$$

其中

$$h_{gx} = h_g' + x(h_g'' - h_g')$$

第二级闪蒸器的蒸汽产量

$$q_{m2} = \frac{(q_m - q_{m1})(h_1' - h_2')}{h_2' - h_2}$$

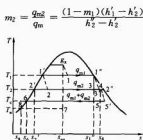


图 7.6-16 湿蒸汽两级闪蒸热力学循环图

4.2 电站净输出功率及净发电量计算

净输出功率

$$P_{2,\text{net}} = \frac{[q_{m1}(h_1' - h_3) + (q_{m1} + q_{m2})(h_4 - h_5)](1 - X)}{3.6} \times \eta_{\text{net}} \quad (7.6-26)$$

单位湿蒸汽净发电量 N_e (kWh/t)

$$N_e = \frac{P_{2,\text{net}}}{q_m} = \frac{[m_1(h_1' - h_3) + (m_1 + m_2)(h_4 - h_5)](1 - X)}{3.6} \times \eta_{\text{net}} \quad (7.6-27)$$

4.3 电站净效率计算

循环加热热流量 Φ_1 (kJ/h)

$$\Phi_1 = q_m(h_{\text{gx}} - h_8) \times 10^3$$

最大可用功 W_{max} (kJ/h)

$$W_{\text{max}} = q_m \alpha_{\text{max}} \times 10^3 = q_m[(h_{\text{gx}} - h_8) - T_e(s_{\text{gx}} - s_8)] \times 10^3$$

电站净效率

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3600 P_{2,\text{net}}}{\Phi_1} = \frac{3.6 N_e}{h_{\text{gx}} - h_8} \quad (7.6-28)$$

资源利用效率

$$\eta_r = \frac{3600 P_{2,\text{net}}}{W_{\text{max}}} = \frac{3.6 N_e}{(h_{\text{gx}} - h_8) - T_e(s_{\text{gx}} - s_8)} \quad (7.6-29)$$

湿蒸汽两级闪蒸和单级闪蒸一样，同样遇到最佳闪蒸温度的计算问题。而且两级闪蒸有两个最佳闪蒸温度，试算时工作量较大。但从地热水发电的理论分析中得知，两级闪蒸的最佳闪蒸温度，彼此是有关联的。其关联式表述如下：

两级闪蒸的最佳闪蒸温度为

$$\text{第一级} \quad T_1 = \sqrt[3]{T_e T_g}$$

$$\text{第二级} \quad T_2 = \sqrt[3]{T_e T_g}$$

比较上述两式

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{\sqrt[3]{T_e T_g}}{\sqrt[3]{T_e T_g}} = \sqrt[3]{\frac{T_g}{T_g}} = 1$$

或

$$T_2 = T_1 \times \sqrt[3]{\frac{T_g}{T_g}} \quad (7.6-30)$$

以式 (7.6-30) 为基础，来进行试算，这将给试算工作带来很大方便。在应用该式时， T_g 为湿蒸汽热力学温度 (K)， T_e 为冷凝热力学温度 (K)；该式表明，在给定的 T_g 和 T_e 下， T_1 及 T_2 互为函数，已知其中一个，另一个也随之确定。即试算时，只需选取不同 T_1 (这时 T_2 亦已知)，直至求出 N_e 最大时为止。

图 7.6-17 及图 7.6-18 是根据式 (7.6-27) 及式 (7.6-28) 按最佳闪蒸温度的计算结果而绘制的湿蒸汽两级闪蒸、

在不同蒸汽干度 x 下，每吨湿蒸汽发电量 N_e 及电站净效率 η_{net} 随湿蒸汽温度 t_g 的变化关系。不难看出， N_e 及 η_{net} 是随着 t_g 及 x 增加而增加，亦即随着地热水初温的增加而增加。为了进行对比，图 7.6-17 和图 7.6-18 还给出与分离蒸汽—热水闪发电的比较。图中表示，在本计算条件下 ($t_e = 35^\circ\text{C}$)，在湿蒸汽温度较大 ($t_g > 200^\circ\text{C}$) 时，湿蒸汽两级闪蒸比分离蒸汽—热水闪蒸的发电效果好；但这个优势随着干度 x 增加而逐渐减少，而在温度较低 ($t_g < 200^\circ\text{C}$) 及干度较大 ($x > 0.3$) 时，两者基本没有差别；另一方面，两者曲线形状的变化：在干度较小时，曲线形状和热水发电趋势相同；而在干度较大时，则和干蒸汽发电趋势相同。设计时，要根据资源情况和设备投资，通过计算来决定采用哪种发电方式为好。

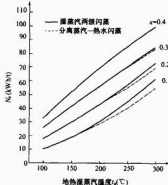


图 7.6-17 湿蒸汽两级闪蒸与分离蒸汽—热水闪发电量比较

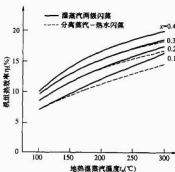


图 7.6-18 湿蒸汽两级闪蒸电站热效率随湿蒸汽温度变化关系

【例 7-6-1】 已知某地热井的井口参数为：湿蒸汽温度 $t_g = 140^\circ\text{C}$ ，蒸汽干度 $x = 0.06$ ，湿蒸汽质量流量 $q_m = 390\text{t/h}$ ，当地环境冷却水年平均温度 $t_e = 30^\circ\text{C}$ ，试求采用两级闪蒸的最佳闪蒸温度及混压式汽轮发电机组的电站净输出功率、单位质量发电量及效率。

【解】 本发电系统简图及其热力循环图如图 7.6-15 及图 7.6-16 所示。

1. 基本参数确定

(1) 已知参数。

地热湿蒸汽温度 $t_g = 140^\circ\text{C}$ ， $T_g = 273 + 140 = 413\text{K}$ ；蒸汽干度 $x = 0.06$ ；湿蒸汽质量流量 $q_m = 390\text{t/h}$ ；

环境冷却水温度 $t_c = 30^\circ\text{C}$, $T_c = 273 + 30 = 303\text{K}$ 。

(2) 冷凝温度 t_c 的确定: 设采用混合式凝汽器, 并设冷却水温升 $\Delta t_c = 13^\circ\text{C}$, 则 $t_c = 30 + 13 = 43^\circ\text{C}$, $T_c = 43 + 273 = 316\text{K}$ 。

(3) 最佳闪蒸温度关联式。

由式 (7.6-30) 可得

$$T_2 = T_1 \times \sqrt[3]{\frac{T_c}{T_1}} = T_1 \sqrt[3]{316/413} = 0.914 \cdot 6 T_1$$

(4) 参看图 7.6-16, 根据已知的 t_g 、 x 、 t_c 、 t_o 由饱和水蒸气表查出: h_{g1} 、 s_{g1} 、 h_{g2} 、 s_{g2} 、 h_{f1} 、 s_{f1} 和 q_m 一起, 作为本试算中固定不变的已知参数, 并应用计算机 Microsoft Excel 软件, 将这些已知参数输入计算机。

本试算中可改变的选取参数是: 当选取第一级闪蒸温度 t_1 后, 可算出第二级闪蒸温度 t_2 , 并由此可从饱和水蒸气表查出: h'_{g1} 、 h'_{f1} 、 s'_{g1} 及 h'_{g2} 、 h'_{f2} 、 s'_{g2} , 这些参数是作为试选的已知参数输入计算机。

当输入上述两组已知参数后, 就可将下列各未知量的各自计算式输入计算机, 并由计算机算出 m_1 、 m_2 、 h_2 、 h_3 、 h_4 、 s_4 、 h_5 、 $P_{2,\text{net}}$ 、 N_e 、 η_{net} 及 η_a 。

这样就可得出在所选取的某一 t_1 下的 t_2 、 $P_{2,\text{net}}$ 、 N_e 、 η_{net} 及 η_a 等一组数值。当再选取另一 t_1 值后, 我们同样会得

到上述另一组数值。在试算中, 选取多个 t_1 值将得到多组数值, 而其中最大的 $P_{2,\text{net}}$ 、 N_e 、 η_{net} 及 η_a 一组所对应的 t_1 及 t_2 值就是我们所求的第一级及第二级最佳闪蒸温度。在此最佳闪蒸温度下的 $P_{2,\text{net}}$ 、 N_e 、 η_a 及 η_{net} 将是所求的最佳值。在本例题计算中其最佳值是

$$t_{1,\text{opt}} = 120^\circ\text{C}, t_{2,\text{opt}} = 86.4^\circ\text{C}, P_{2,\text{net}} = 3357\text{kW}$$

$$N_e = 11.19\text{kWh/t}, \eta_{\text{net}} = 7.5\%, \eta_a = 39.1\%$$

表 7.6-1~表 7.6-3 是根据这种试算方法, 给出的已知固定参数、已知试选参数、及计算机计算出的结果。

表 7.6-1 已知固定参数

地热蒸汽参数	冷凝等有关参数	环境冷却水参数
$t_g = 140^\circ\text{C}$	$t_c = 43^\circ\text{C}$	$t_o = 30^\circ\text{C}$
$T_g = 413\text{K}$	$T_c = 316\text{K}$	$T_o = 303\text{K}$
$x = 0.06$	$h_g = 179.99\text{kJ/kg}$	$h_o = 125.66\text{kJ/kg}$
$h_{g1} = 717.74\text{kJ/kg}$	$s_g = 0.612\text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}$	$s_o = 0.436\text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}$
$s_{g1} = 2.050\text{ kJ/(kg} \cdot \text{K)}$	$\eta_{\text{net}} = 0.75$	$\eta_a = 0.75 \times 0.98 \times 0.97$
$q_m = 390\text{ t/h}$	$X = 0.1$	

表 7.6-2 已知试选参数

t_1	T_1	T_2	t_2	h'_{g1}	h'_{f1}	s'_{g1}	h'_{g2}	h'_{f2}	s'_{g2}
$^\circ\text{C}$	K	K	$^\circ\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kJ/(kg · K)	kJ/kg	kJ/kg	kJ/(kg · K)
100	373	341.1	68.1	2676.0	419.06	7.355 4	2623.7	285.01	0.931 5
110	383	350.3	77.3	2691.3	461.32	7.238 8	2639.2	323.59	1.043 1
120	393	359.4	86.4	2706.0	503.72	7.129 3	2654.3	361.80	1.150 7
125	398	364.0	91.0	2713.0	521.99	7.075 9	2661.7	381.15	1.204 1
130	403	368.6	95.6	2719.9	546.30	7.021 6	2669.1	400.52	1.256 9

表 7.6-3 计算机计算的主要结果

t_1	t_2	$P_{2,\text{net}}$	N_e	η_{net}	η_a
$^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	kW	kWh/t	%	%
100	68.1	4050.8	10.39	6.95	36.3
110	77.3	4282.4	10.98	7.35	38.4
120	86.4	3357.0	11.19	7.49	39.1
125	91.0	4351.9	11.16	7.47	39.0
130	95.6	4304.0	11.04	7.39	38.5

5 全流系统地热发电

从能量利用角度来看, 闪蒸系统发电, 无论采用多少级闪蒸, 在最后一级闪蒸器中总是不可避免地将大量热水的可利用能废弃。为了最大限度地利用地热流体的可用能, 提出采用全流系统的发电方法, 如图 7.6-19 所示。设井底地热流体的状态 1 为饱和水, 流至井口 2 时降压后变为湿蒸汽。然后该两相流体就直接进入膨胀机做功, 并从井口的初始状态 2 直接膨胀至冷凝温度的终了状态 3', 如图 7.6-20 所示。它比单级闪蒸系统的输出功率要提高 60% (Austin A. L., 1976), 并且系统简单, 因此引起人们的广泛关注。但要实现全流系统发电, 必须解决好两方面问题。一是研制适合于两相流体工作的膨胀机, 二是汽水两相地热流体在膨胀机内工作时所产生的结垢和腐蚀问题。

两相膨胀机的研制是实现全流系统的关键。膨胀机不仅要完成两相流体的能量转换, 而且要适应地热流体的恶劣工作条件, 及具有较高效率。否则全流系统在热力学上的优点, 将被膨胀机效率太低所抵消。因此, 对膨胀机提出如下要求:

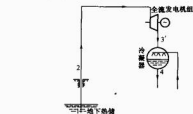


图 7.6-19 全流系统地热发电简图

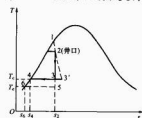


图 7.6-20 全流系统地热发电热力循环

- (1) 具有较高效率（不低于 70%）。
 - (2) 能够膨胀到尽可能低的压力。
 - (3) 在地热流体的腐蚀和侵蚀作用下能够对结垢等问题具有适应能力。
 - (4) 膨胀机结构必须简单, 特别是运动部件和接触表面数目要减到最少, 使之易于保养, 并有长期运行的可靠性。
- 根据这些要求, 一种可供选择的膨胀机形式是螺旋转子

膨胀机,如图 7.6-21 所示。流体是通过一对啮合转子直接膨胀的,高压流体由喷嘴调节阀进入高压汽室 A,当转子旋转时,高压汽室逐渐加长,体积不断增大,流体产生膨胀,由 B 一直到 E,并由 E 排出。这种装置结构很简单,而且由于两个转子之间、及转子与壳体之间进行相对运动而有自清洗作用。缺点是膨胀比小、单机功率不大,效率较低以及泄漏较严重等。

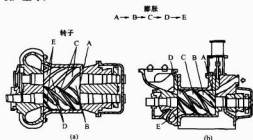


图 7.6-21 螺旋转子膨胀机
(a) 水平剖视图；(b) 立面剖视图

全流系统净输出功率 P_{net} (kW) 及每吨地热流体发电量 N_e (kWh/t) 分别为

$$P_{\text{net}} = \frac{q_m(h_2 - h_3)(1 - X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.6-31)$$

$$N_e = \frac{(h_2 - h_3)(1 - X)}{3.6} \eta_a \eta_m \eta_g \quad (7.6-32)$$

$$h_3 = h_4 + T_a(s_2 - s_4)$$

全流系统净效率 η_g 及资源利用效率 η_a

$$\eta_a = \frac{3.6 N_e}{h_2 - h_4} \quad (7.6-33)$$

$$\eta_g = \frac{3.6 N_e}{(h_2 - h_4) - T_a(s_2 - s_4)} \quad (7.6-34)$$

图 7.6-22 是根据式 (7.6-30) 计算结果而绘制的,全流系统每吨地热流体净发电量随地热流体温度 t_a 的变化关系。图 7.6-22 中同时给出湿蒸汽单级闪蒸和两级闪蒸的发电量,以资比较(计算时取干度 $x=0.1$)。

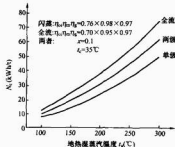


图 7.6-22 全流与闪蒸电站发电量比较

6 地热湿蒸汽发电的工程实例

从发电经济性来看,地热干蒸汽发电最好。但干蒸汽地热资源,在世界上只有少数几个国家拥有,多数地热发电国家大都采用湿蒸汽发电。下面将介绍几个地热湿蒸汽发电的工程实例。

6.1 我国羊八井地热电站

西藏羊八井电站是我国目前最大的地热电站,从1981~

1991年,电站总共安装了8台两级闪蒸地热发电机组(3MW),所用的地热流体为湿蒸汽,由18口井提供,平均井深为200m,井口湿蒸汽温度为 $t_a=140\sim 160^\circ\text{C}$,蒸汽干度为 $x=5\%\sim 6\%$ 。根据生产井的分布位置,电站由南北两个部分组成。在南站安装了3台,北站安装了5台;有7台机组的汽轮机是由我国青岛汽轮机厂生产,另有一台是由日本生产(3.15MW)。汽轮机均为两级进气、单缸湿压式。另外,南站还装有一台1MW机组,电站总的装机容量为25.15MW,年发电量约100GWh,约占拉萨电网容量的30%。电站的主要机组是两级闪蒸(3MW),其流程简图如图7.6-23所示。

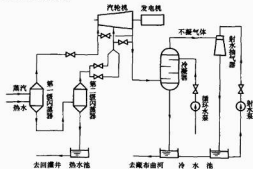


图 7.6-23 羊八井两级闪蒸地热湿蒸汽发电流程简图

由井口出来的汽水混合物,通过分离器分离后,分别由汽、水两根母管(直径426mm)送到机组的第一级闪蒸器,产生的一次蒸汽进入汽轮机的高压缸做功,剩余的饱和水则进入第二级闪蒸器,并在更低压力下闪蒸产生二次蒸汽,然后进入同一台汽轮机低压缸,并和做功后的一次蒸汽混合,然后一起膨胀做功;汽轮机的排汽进入凝汽器凝后后排入冷水池。

汽轮机采取小岛式布置,运行层标高6m。凝汽器为混合式,采取高位布置。汽轮机的调节方式为节流调节,其优点是调节系统结构简单,汽轮机的主汽阀和调节阀均采用蝶阀结构,目的是减少汽流的阻力损失。汽轮机的通流部分共由4个压力级组成,在高压缸和低压缸进口后面各有两个压力级。考虑了管道的阻力损失后,一次蒸汽进口压力设计值为: $(167\pm 20)\text{kPa}$,二次蒸汽压力为 $(49\pm 5)\text{kPa}$,汽轮机的排汽压力,北站的机组为5kPa,南站机组为8.8kPa;冷却水源:南站机组取自藏布曲河水,而北站机组则取自机械通风式冷却塔。机组的额定出力为3000kW,厂用电率 X 约为12%,电站效率大于或等于6%。

羊八井地热电站已经连续运行了20多年,其3000kW的汽轮发电机组的批量投入运行,标志着我国地热发电设备的设计和制造的水平已能满足生产要求。

6.2 日本八町原地热电站

日本地热资源有干蒸汽,也有湿蒸汽。现以八町原电站为例,介绍其地热湿蒸汽发电情况如下。

八町原是一座两级闪蒸地热电站。它的特点是:①两相地热流体(汽—水)输送;②两级闪蒸运行;③与汽轮机基础联成一体;④联合使用射汽抽气器和径向鼓风机。图7.6-24是该电站流程简图:每口井都将其两相(汽—水)流排入单独的管道,该管道再与输送地热流体到电站厂房的管道相连。地热流体在两个立式旋风分离器

中分离出蒸汽（一次蒸汽）和水，水再进入卧式闪蒸器降压闪蒸，产生二次低压蒸汽。汽轮机为双进汽、双排汽机组，

一次进汽压力为 677kPa，温度为 164℃；二次进汽的蒸汽压力为 99kPa，温度为 102℃，汽轮机的排汽压力为 9.8kPa。

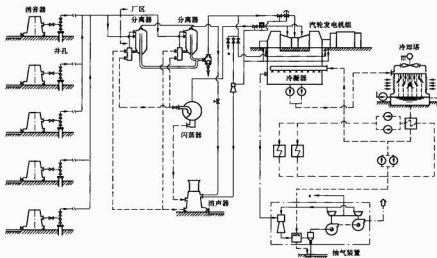


图 7.6-24 日本八町原地热电站两级闪蒸机组流程简图 (Ronald DiPippo, 1980)

6.3 新西兰 Wairakei 地热电站

新西兰是最早进行商业化的地热湿蒸汽发电的国家，它最大的地热田是 Wairakei，装机容量为 220MW。为了适应该地热田的资源特点，电站的能量转换系统较为复杂：有分离蒸汽、两级闪蒸；有背压式、凝汽式两类机组；有高、中、低三种进汽压力。高压井的地热流体其蒸汽干度平均为 20%。下面将简要介绍该电站流程简图（图 7.6-25）及其热力过程的 $h-s$ （焓—熵）图（图 7.6-26）。

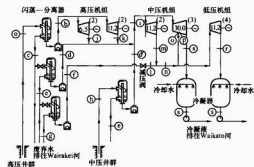


图 7.6-25 Wairakei 地热电站流程简图 (Ronald DiPippo, 1980)

地热流体由高压井及中压井提供。高压井提供的地热流体，经三级闪蒸—分离后，分别进入高、中、低三种进汽压力（状态 b、i 及 n）的汽轮发电机组；其中高压机组的背压式汽轮机的排汽（j 及 k），与第二级闪蒸—分离蒸汽（d）及中压井地热流体的闪蒸—分离蒸汽（d'）一起混合后（i）进入中压机组；而中压机组的背压式汽轮机的排汽（m），又与第三级闪蒸—分离蒸汽（f）节流后（l）相混合（n），然后进入低压机组。低压机组的排汽（r），最后进入凝汽器

凝结后（s），由凝结水泵送往 Waikato 河。另外，还有一组中压机组（30MW）是两级进汽，其二次蒸汽是第三级的闪蒸—分离蒸汽节流后（l）与中压机组的背压排汽（m）混合后的蒸汽（n），它进入汽轮机时先与膨胀后的一次蒸汽（o）相混合（p），并一起膨胀做功，然后排入凝汽器凝结，其凝结水（s）也送往 Waikato 河。

上述流程的热力过程如图 7.6-26 所示，该图表示：高压分离蒸汽 b 在两种背压式汽轮机中的膨胀过程分别为 b-j（6.5MW）及 b-k（11.2MW），此时压力由高压降为中压，在此中压下分别与第二级闪蒸—分离蒸汽 d 及中压井的闪蒸—分离蒸汽 d' 相混合，其混合后的状态为 i，是中压比较高湿蒸汽状态。此湿蒸汽 i 在中压机组的膨胀过程，对背压式机组（11.2MW）为 i-m；对两级闪蒸机组（30MW）为：一次蒸汽在高压缸的膨胀过程为 i-o，与二次蒸汽 n 混合后其状态为 p，然后这二股蒸汽在低压缸中一起膨胀，其过程为 p-q，它们在凝汽器中的凝结过程为 q-s；另一台低压机组（11.2MW）膨胀过程为 n-r，而在凝汽器中凝结过程为 r-s（图中只以箭头表示过程方向）。图中还表示，第三级闪蒸—

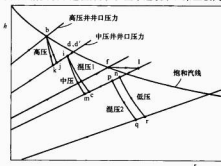


图 7.6-26 Wairakei 地热电站热力过程的 $h-s$ 图 (Ronald DiPippo, 1980)

分离蒸汽 f ，经减压阀减压，因其为节流过程， $h_f = h_i$ ，故图中表示为一直线。

上述 Wairakei 地热电站的能量转换系统虽然较复杂，但了解了电站流程的热力过程，并确定各状态点的焓值之后，

我们就可对机组的功率进行计算。计算时需要思考的是如何根据资源条件，确定各级闪蒸—分离器的闪蒸温度 t_1 、 t_2 、 t_3 以及按热平衡条件，确定各混合点混合后的焓值。

第7章 地热发电的特殊能量转换系统

为了经济合理和有效地利用地热资源,地热发电的能量转换系统必须根据地热资源的情况和用户的要求来设计。凡有条件的地方,都要尽量采用梯级开发综合利用,尽量降低地热发电的排水温度,做到因地制宜,一水多用,以提高地热利用的经济性。因此要根据实际情况,合理设计电站的能量转换系统。除上述各种常用的能量转换系统外,这里提供一些特殊的能量转换系统,供设计时参考。

本章将阐述闪蒸—双工质循环地热发电的各种特殊的能量转换系统,以及未来具有重要意义的干热地、干热岩及融岩地热发电的能量转换系统。由于这些系统在发电技术上还需要不断改进,运行经验很少或没有,因此它们还须通过实践来不断完善,尤其在经济可行性方面要进行论证。

1 单级闪蒸—双工质循环地热发电

当需采用双工质循环,而地热流体中又含有大量可能腐蚀或沉积在换热器表面上的溶解物时,则采用闪蒸—双工质循环可以提供较好的解决方法。这种特殊的能量转换系统,实际上是用闪蒸蒸汽来加热双工质循环,它可设计成单级闪蒸和两级闪蒸的两种加热方法。

单级闪蒸—双工质循环地热发电热力系统简图如图 7.7-1 所示。地热流体在闪蒸器中闪蒸产生的饱和蒸汽 h_1' 进入蒸发器和预热器,并把热量传给低沸点有机工质后离开预热器 (h_2),然后与由闪蒸器出来的地热饱和水 h_1 相混合,而一起回灌地下,或进行直接利用。

该热力系统的工质流程为:工质泵把冷凝液送入预热器和蒸发器,在预热器中工质被加热至所选定的蒸发温度 t_{01} (05-06),然后进入蒸发器并在其中被加热,由饱和液转变为饱和蒸汽 (06-01),蒸汽进入汽轮机做功 (01-02),最后排汽在凝汽器中被冷凝 (02-03-04),再由工质泵升压 (04-05) 进入预热器,完成一个封闭的郎肯循环。其热力循环如图 7.7-2 所示。

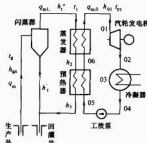


图 7.7-1 单级闪蒸—双工质循环

地热发电热力系统简图

由换热器热平衡,得出:

对蒸发器及预热器

$$q_{m1}(h_1' - h_3) = q_{m0}(h_{01} - h_{05}) \quad (7.7-1)$$

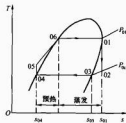


图 7.7-2 单级闪蒸—双工质热力循环图

对预热器

$$q_{m1}(h_2 - h_3) = q_{m0}(h_{06} - h_{05}) \quad (7.7-2)$$

由闪蒸器的热平衡求得

$$q_{m1} = \frac{q_{m0}(h_{05} - h_1')}{h_1' - h_1}$$

式中: q_{m0} 为地热流体质量流量, t/h ; q_{m1} 为闪蒸器产生的地热蒸汽质量流量, t/h ; q_{m0} 为工质的质量流量, t/h ; h_{05} 、 h_1' 、 h_2 、 h_3 分别为闪蒸器、蒸发器、预热器的进、出口处地热流体的质量焓 (见图 7.7-1), kJ/kg ; h_{05} 、 h_{06} 、 h_{01} 分别为预热器、蒸发器的进、出口处工质的质量焓 (见图 7.7-1), kJ/kg 。

上述诸式中 q_{m0} 、 h_{05} 为已知的地热资源参数; 在选定好闪蒸温度 t_1 后, h_1' 、 h_1 可由饱和水蒸气表查出, 从而可求出 q_{m1} ; 在选取了蒸发器的传热温差 Δt_{05} 后 (见图 7.7-3), 工质蒸发温度 t_{01} 由公式 $t_{01} = t_1 - \Delta t_{05}$ 确定, 而 h_{01} 、 h_{06} 则由工质蒸发温度 t_{01} 查表确定; h_{05} 由冷凝温度 t_{04} 下的饱和液 h_{04} 及工质泵的压缩功 w_p 确定; 这样在式 (7.7-1) 和式 (7.7-2) 中仍有三个未知数 (q_{m0} 、 h_2 、 h_3), 故还不能求解。为此要在三个未知量中选取一个作为已知量。通常选取 h_3 作为已知量。因为 h_3 反映预热器的热水出口温度 t_3 , 即 $h_3 = c_p t_3$ 。该温度可根据用户需求, 是否要对排出热水进行直接利用来定。在选取 t_3 时还必须满足 $t_3 > t_{05}$, 这样才能保持地热流体对工质的加热条件 (见图 7.7-3)。

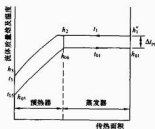


图 7.7-3 换热器内流体的质量

焓和温度分布示意

从热力学角度来看, 单级闪蒸—双工质循环系统是较复杂的, 因其变量比单级闪蒸或双工质循环的多。从上述

●实际设计时, 要使低沸点工质离开预热器时还未达到沸腾状态, 以便有一个安全范围, 从而避免在预热器中发生汽蚀快沸, 造成运行的不稳定。

分析中我们看到,单级闪蒸—双工质循环实际上有三个变量,即 t_1 、 t_{01} 及 h_3 , 在设计计算时要作合理选择。这里我们先对本系统的机组功率及效率进行计算,然后再就此作详细分析。

1.1 电站净功率、净发电量计算

$$P_{\text{net}} = \frac{q_{m,0}[(h_{01} - h_{02}) - (h_{05} - h_{04})](1-X)}{3.6} \eta_{01} \eta_m \eta_g \quad (7.7-3)$$

$$N_e = \frac{P_{\text{net}}}{q_m} \quad (7.7-4)$$

式(7.7-3)中 h_{02} 为汽轮机等熵膨胀终点质量焓(kJ/kg), 根据所选用的工质热力性质, 若膨胀终点是在湿蒸汽区内(见图7.7-4), 则

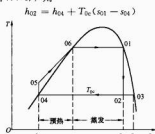


图 7.7-4 双工质热力循环图

若膨胀终点 02 是在过热区(见图7.7-2), h_{02} 则应用式(7.7-19)及工质的“过热气体热力性质表”来计算。

对膨胀终点 02 是在湿蒸汽区还是在过热气体区, 可从与膨胀终点压力下的饱和气体质量焓 h_{03} 的对比中看出。当 $s_{02} < s_{03}$ 时是在湿蒸汽区(见图7.7-4), 当 $s_{02} > s_{03}$ 时是在过热气体区(见图7.7-2)。

式(7.7-3)中的焓值 h_{05} , 有两种计算方法: 一是因状态点 05 为已知, 即 $P_{05} = P_{01}$, $s_{05} = s_{04}$ 为已知, 可用低沸点工质的过冷液体热力性质表的焓 h 、熵 s 数据, 按式(7.7-19)方法确定; 二是由下述方法确定。

工质泵压缩功 $w_p = h_{05} - h_{04}$

$h_{05} = h_{04} + w_p$

由工程热力学得知

$$h = u + p v \text{ 故 } w_p = h_{05} - h_{04} \\ = (u_{05} + p_{05} v_{05}) - (u_{04} + p_{04} v_{04})$$

因压缩的是液体, $v_{05} \approx v_{04}$, 压缩前后温度变化不大, 而内能 (u) 只与温度有关, 故可认为 $u_{05} \approx u_{04}$, 且 $P_{05} = P_{01}$, $p_{04} = p_{0c}$ (参看图7.7-2), 由此可得出

$$w_p = \frac{(p_{01} - p_{0c}) v_{04}}{10^3 \eta_p} \quad (7.7-5)$$

式中: w_p 为工质泵质量压缩功, kJ/kg; p_{01} 及 p_{0c} 分别为工质蒸发压力和冷凝压力, 由蒸发温度 t_{01} 及冷凝温度 t_{0c} 确定, $P_{01} = P_{0c}$ 为冷凝工质的质量体积, 由冷凝温度 t_{0c} 确定, m^3/kg ; η_p 为工质泵的机械效率, % , 可取 $\eta_p = 0.8 \sim 0.9$ 。

因此式(7.7-5)的 w_p 可求, h_{05} 亦可求。

1.2 电站净效率及资源利用效率计算

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3.6 P_{\text{net}}}{q_{m,0} (h_{01} - h_{05})} \quad (7.7-6)$$

或

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3.6 P_{\text{net}}}{q_{m,0} (h_1 - h_3)} \quad (7.7-7)$$

$$\eta_0 = \frac{3.6 N_e}{w_{\text{max}}}$$

式中 w_{max} , 参看图7.3-19及式(7.3-29)得

$$w_{\text{max}} = c(T_g - T_c) - T_c \ln \frac{T_g}{T_c}$$

对单级闪蒸—双工质循环的热力系统计算, 主要是根据已知的资源参数 (t_g 、 h_{gx} 、 $q_{m,0}$), 加上所选用的 t_1 、 t_{01} 及 h_3 三个基本参数, 对换热器的进出口参数, 及循环各状态点进行计算, 进而计算其功率及效率。

为了进行计算分析, 我们选用 $t_g = 140^\circ\text{C}$, $x = 0.1$ 及工质冷凝温度 $t_{0c} = 43^\circ\text{C}$ 作为基本资源参数, 并取 $\eta_{01} \eta_m \eta_g = 0.74$, $X = 0.1$, 工质选用 R600a, 然后根据式(7.7-4)及式(7.7-6)对发电量及效率进行计算, 并将计算结果按三个变量 (t_1 、 t_{01} ——由 Δt_{fp} 确定、 h_3) 作为基本参数来整理, 以观察其变化对净发电量及效率的影响。计算时为使变量只有一个, 因此在三个变量中固定两个不变, 只改变其中一个。按照这种安排, 我们将计算结果整理成三组: 第一组, 在上述给定资源参数下, 取 $\Delta t_{fp} = 10^\circ\text{C}$, $h_3 = 300 \text{ kJ/kg}$, 计算净发电量及效率随 t_1 的变化关系, 并从净发电量 $N_e = f(t_1)$ 关系式中求出最佳闪蒸温度 $t_{1,op}$ (见图7.7-5); 第二组, 在同样资源参数下, 令 $t_{1,op} = 110^\circ\text{C}$ (由第二组计算得出的最佳闪蒸温度) 及 $\Delta t_{fp} = 10^\circ\text{C}$, 计算净发电量及效率随 h_3 的变化关系; 第三组, 在同样资源参数下, 令 $t_{1,op} = 110^\circ\text{C}$, 及 $h_3 = 300 \text{ kJ/kg}$, 计算净发电量及效率随 Δt_{fp} (或 t_{01}) 的变化关系。

这三组的计算结果已分别示于图7.7-5~图7.7-8上, 可以看到, t_1 、 t_{01} 及 h_3 对净发电量和效率的影响各不相同。

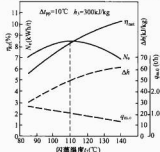


图 7.7-5 净发电量及效率随闪蒸温度 t_1 的变化关系

由于工质的质量流量 $q_{m,0}$ 与理想焓降 $\Delta h = h_{01} - h_{02}$ 的乘积是功率 P 的函数, 也是净发电量 N_e 的函数, 因此在图7.7-5中除给出净发电量和效率随 t_1 的变化关系外, 也同时给出 $q_{m,0}$ 与 Δh 的变化关系。这里需要指出的是, 在 $t_{0c} \sim t_g$ 温度范围内 (本计算为 $43 \sim 140^\circ\text{C}$), 净发电量曲线随闪蒸温度 t_1 的变化, 和上面各节所述一样, 也出现最大值。在本计算所给条件下, 最佳闪蒸温度 $t_{1,op} = 110^\circ\text{C}$ 时, 最大发电量 $N_e = 8.24 \text{ kWh/t}$ 。这样, 本计算结果可与上面各节的 N_e 进行比较。

在图7.7-6中, 我们看到, 净发电量及效率是随 h_3 的增加而下降的, 这是因为, 随着 h_3 的增加 h_2 也增加, 其结果是使地热水在蒸发器内的放热量 ($q_e = h_1 - h_2$) 减少, 从而使工质的蒸发量 $q_{m,0}$ 减少, 致使净发电量及效率降低。这表明, 要想获得高的净发电量地热水排水温度 t_3 , 就必须以减少净发电量和效率为代价。

图7.7-7及图7.7-8表示净发电量及效率随 Δt_{fp} 及 t_{01} 的

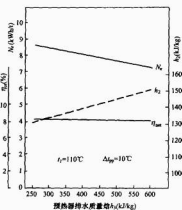


图 7.7-6 净发电量及效率随 h_2 的变化关系

变化关系。由于 $t_{01} = t_1 - \Delta t_{ep}$ ，因此两图的变化趋势是相反的。从图 7.7-7 中我们看到，取 Δt_{ep} 为较小值时，对提高发电量及效率有好处，但将增加换热器的传热面积，因此将增加电站的投资；从图 7.7-8 中我们也看到，工质的蒸发温度 t_{01} （初温）越高（即 Δt_{ep} 越小），其效率及发电量亦将越高，但同样会使电站投资增加。

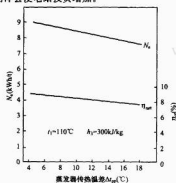


图 7.7-7 净发电量及效率随 Δt_{ep} 的变化关系

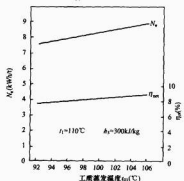


图 7.7-8 净发电量及效率随蒸发温度 t_{01} 的变化关系

通过以上计算分析，对单级闪蒸—双工质循环的三个基本变量 (t_1 、 t_{01} 或 Δt_{ep} 、 h_2)，在选取时，要注意计算结果的合理性：①对闪蒸温度 t_1 ，可通过计算确定其最佳值；②对蒸发器传热温差 Δt_{ep} ，因其选取关系到电站净发电量、效率和换热器的投资问题，即 Δt_{ep} 越小，电站净发电量及效率都越大，但换热器的传热面积也越大，投资将增加，因此设计时要从每吨地热水发电量 N_e 及电站每千瓦投资 I 两者的综合分析来确定；③对地热水温度 h_2 ，由于它和排水温度有关 ($h_2 = c_p \Delta t_2$)，除客户有要求外，在选取 h_2 时，要考虑电站出力和热水利用两者在经济上的合理取舍。因为由图 7.7-6 可知，若 h_2 增加，则净发电量下降。另外，在选取 h_2 时还必须注意，要始终保持 $t_2 > t_{02}$ ，因为 h_2 选得越小，净发电量就越高，但当出现 $t_2 < t_{02}$ 时，所选 h_2 值是不合理的，因为这时的热流方向是工质对地热水传热（见图 7.7-3）。

2 两级闪蒸—双工质循环地热发电

从能量利用角度来看，两级比单级闪蒸加热能更好地利用地热资源。

两级闪蒸—双工质循环地热发电系统简图如图 7.7-9 所示：地热水体首先进入第一级闪蒸器，并在闪蒸温度 t_1 下产生一次饱和蒸汽 $1'$ ，然后依次进入蒸发器及第二级预热器，并将热量传给低沸点有机质后，其状态由饱和蒸汽 $1'$ 降至状态 4，然后离开第二级预热器，并经管道上的减压阀将压力由 p_1 降至第二级闪蒸器的闪蒸压力 p_2 （状态 5），以便与二次蒸汽相混合；阀门减压相当于一个节流过程，因此 $h_4 = h_5$ 。降压后一次闪蒸流体 5 与第二级闪蒸器产生的二次饱和蒸汽 $2'$ 混合后，其状态为 6，然后共同进入第一级预热器并加热低沸点工质，离开预热器时再与由第二级闪蒸器出来的饱和水 $2'$ 相混合，然后一起进入回灌井，或进行直接利用。

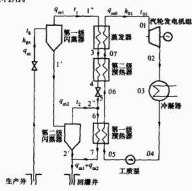


图 7.7-9 两级闪蒸—双工质循环热力系统简图

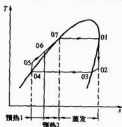


图 7.7-10 两级闪蒸—双工质热力循环图

在双工质循环中,低沸点工质04由工质泵送入第一级第二级预热器并被加热至所选定的蒸发温度(05-06-07),然后进入蒸发器由液态被加热至饱和蒸汽状态(07-01)后,进入汽轮机做功(01-02),最后在凝汽器中凝结(02-03-04)后,再由工质泵送回预热器(04-05),完成一个封闭的即背循环。图7.7-10为双工质的热力循环图。

本发电热力系统既有一次、二次蒸汽加热,又有混合,过程较为复杂,下面两图将有助于我们了解地热流体和低沸点工质在换热器内的工作过程。图7.7-11的T-s图表示,在某一计算工况下,由第一级闪蒸器出来的一次蒸汽,在蒸发器(1"-3)和预热器(3-4)内把热量传给低沸点工质后,其状态变化过程。这里值得提出的是4-5是降压节流过程(见图7.7-9),6-7是一次和二次地热流体(5及2')混合后(6)在第一级预热器内的放热过程。图7.7-12是蒸发器和预热器的工作流体的温度分布示意图,图中还给出传热温差 Δt_{p1} 及 Δt_{p2} 的含义,以便对计算工况的了解。图7.7-11及图7.7-12与图7.7-9及图7.7-10各状态点是相对应的。

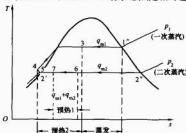


图 7.7-11 一次和二次蒸汽在蒸发器和预热器内的放热过程

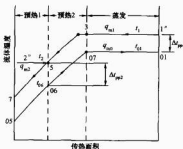


图 7.7-12 蒸发器和预热器内工作流体的温度分布示意图

两级闪蒸—双工质循环地热发电的热力计算,要比单级闪蒸的来得复杂。因为前者多了二个变量:第二级闪蒸器的闪蒸温度 t_2 ,以及为此二次蒸汽 h_2' 的加热要多设置一台预热器,这样就使两台预热器之间多了一个变量 h_{06} (或 t_{06})。但由于一级闪蒸和二级闪蒸的闪蒸温度 t_1 和 t_2 是有关联的,因此利用其关联式(7.6-30)就可从 t_1 中求出 t_2 。至于第一级预热器工质侧的出口参数 h_{05} 可通过两种流体的传热温差 Δt_{p2} (参看图7.7-12)的选取来求出。这样两级闪蒸—双工质循环地热发电的热力计算,在单级闪蒸的基础上求解就不难了。

由式(7.6-30)的关联式可从 t_1 中求出 t_2 ,即

$$T_2 = T_1 \sqrt{\frac{3\sqrt{p_1}}{T_1}}$$

上式表明,在给定资源条件(T_g 及 T_{0c})下,选取了 T_1 (或 t_1),就同时选取了 T_2 (或 t_2)。这样第一级和第二级闪蒸器的蒸汽量 q_{m1} 及 q_{m2} 就可按下式求出

$$q_{m1} = \frac{q_m(h_{g1} - h_1')}{h_1' - h_1}$$

$$q_{m2} = \frac{(q_m - q_{m1})(h_1' - h_2')}{h_2' - h_2}$$

式中: q_m 及 h_{g1} 分别为地热井口湿蒸汽的质量流量(t/h)及质量焓(kJ/kg),为已知的地热流体参数; h_1' 及 h_1' 分别为一级闪蒸的饱和蒸汽及饱和水质量焓(kJ/kg),由 t_1 查饱和水蒸气表求出; h_2' 及 h_2' 分别为二级闪蒸的饱和蒸汽及饱和水质量焓(kJ/kg),由 t_2 查饱和水蒸气表求出。

另外,参看图7.7-9,一次流体 h_5 与二次蒸汽 h_2' 混合后,由热平衡可得

$$q_{m1}h_5 + q_{m2}h_2' = (q_{m1} + q_{m2})h_6$$

或

$$h_5 = \frac{q_{m1}h_5 + q_{m2}h_2'}{q_{m1} + q_{m2}} \quad (7.7-8)$$

由换热器的热平衡,得出:

对蒸发器及第二级预热器

$$q_{m1}(h_1' - h_4) = q_{m0}(h_{01} - h_{06}) \quad (7.7-9)$$

对第一级预热器

$$(q_{m1} + q_{m2})(h_6 - h_7) = q_{m0}(h_{06} - h_{05}) \quad (7.7-10)$$

为求解式(7.7-8)~式(7.7-10),要选取一些未知数:①当选取了 t_1 及 t_2 之后,就可求出 q_{m1} 及 q_{m2} ;②当选取了 Δt_{p01} 之后,就可求出 t_{01} ,即 $t_{01} = t_1 - \Delta t_{p01}$,从而可查表求出 h_{01} ;由于冷凝温度 t_{0c} 为已知,及压缩功 w_p 可求,从而 h_{05} 亦可求;③当选取 Δt_{p02} 之后,参看图7.7-12,按式 $t_{05} = t_2 - \Delta t_{p02}$,可求出 t_{06} ,由于有机工质的液体焓,与压力几乎无关,因此可近似的根据 t_{06} 查工质的饱和液性质表求出 h_{06} 。另外,一次闪蒸流体离开第二级预热器4时,为使计算简化,设计时必须使其焓值 h_4 和 h_2' 相等,这样节流后: $h_4 = h_5 = h_2'$ 即在图7.7-11中状态点5和2'重合,从而使一次流体的压力和温度与第二级闪蒸的二次蒸汽的相同,这样,一方面便于两种流体的混合,另一方面使计算简化,即 $h_4 = h_5$ 为已知。因此式(7.7-8)中 h_6 可求,而在式(7.7-9)及式(7.7-10)中只有两个未知数: q_{m0} 及 h_7 ,故该联合方程也可求解。

了解了两级闪蒸各换热器的进出口参数计算方法之后,就可对电站的净发电量和效率进行计算。由于单级闪蒸与两级闪蒸—双工质循环,只是对工质的加热方法上有所不同,但工质的热力循环是相同的(参看图7.7-4及图7.7-10),因此两者计算公式也是相同的。

2.1 电站净功率及净发电量计算

$$P_{\text{net}} = \frac{q_{m0}[(h_{01} - h_{02}) - (h_{05} - h_{04})](1 - x)}{3.6} \eta_{01} \eta_{02}$$

$$N_{\text{e}} = \frac{P_{\text{net}}}{q_m}$$

2.2 电站净效率及资源利用效率计算

$$\eta_{\text{net}} = \frac{3.6 P_{\text{net}}}{q_{m0}(h_{01} - h_{05})}$$

$$\eta_{\text{u}} = \frac{3.6 N_{\text{e}}}{w_{\text{max}}}$$

$$w_{\text{max}} = c(T_g - T_e) - T_e \ln \frac{T_g}{T_e}$$

两级闪蒸—双工质循环的计算分析方法和单级闪蒸的相

同,但参变量要增加至四个,即 t_1 、 Δt_{pre} 、 Δt_{pre} 及 h_4 。但由于选取了 $h_4 = h_2'$, 因此实际变量也只有三个,即 t_1 、 Δt_{pre} 及 Δt_{pre} 。为使计算时变量只有一个,因此在三个变量中要使两个保持不变,只改变其中一个,以观察其对净发电量及效率的影响。为使两级闪蒸—双工质循环能与单级闪蒸的进行比较,本计算所用的已知参数和单级闪蒸的相同,即 $t_g = 140^\circ\text{C}$, $x = 0.1$, $t_{co} = 43^\circ\text{C}$, $\eta_{ex} \eta_m \eta_g = 0.74$, $X = 0.1$, 所用工质亦为 R600a, 并把计算结果整理成三组:第一组,在上述给定的资源参数下,取 $\Delta t_{pre} = 10^\circ\text{C}$, $\Delta t_{pre} = 8^\circ\text{C}$, 并使 $h_4 = h_2'$ (kJ/kg), 计算:净发电量及效率随闪蒸温度 t_1 的变化关系;第二组,在给定的同样已知参数下,令 $t_{1,op} = 130^\circ\text{C}$ (由第一组求出的最佳闪蒸温度), $\Delta t_{pre} = 10^\circ\text{C}$, 并使 $h_4 = h_2'$ (kJ/kg), 计算:净发电量及效率随 Δt_{pre} 的变化关系;第三组,在给定的已知参数下,令 $t_{1,op} = 130^\circ\text{C}$, $\Delta t_{pre} = 8^\circ\text{C}$, 并使 $h_4 = h_2'$ (kJ/kg), 计算:净发电量及效率随 Δt_{pre} 的变化关系。这三组的计算结果,已分别示于图 7.7-13~图 7.7-16 上。

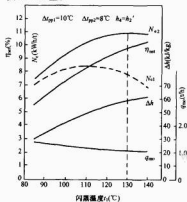


图 7.7-13 净发电量及效率随闪蒸温度 t_1 的变化关系

图 7.7-13 为两级闪蒸—双工质循环的净发电量和净效率随闪蒸温度 t_1 的变化关系,和单级闪蒸加热时情况一样,也出现最佳闪蒸温度 $t_{1,op}$ 和最大净发电量;在本计算条件下,其值为: $t_{1,op} = 130^\circ\text{C}$ (单级闪蒸时 $t_{1,op} = 110^\circ\text{C}$), $N_{st} = 10.68 \text{ kWh/t}$ (单级闪蒸时为 $N_{st} = 8.24 \text{ kWh/t}$)。为便于比较,图中同时给出单级闪蒸加热时的净发电量 N_{st} 变化曲线 (图中虚线);两者比较表明,在本计算温度范围内 ($t_1 = 85 \sim 140^\circ\text{C}$),两级闪蒸比单级闪蒸加热时可多发电 5.3%~56.6% (见图 7.7-13), 因前者的加热量比后者多,使工质的蒸发量 q_{ev} 增加,因此发电量也随之增加;若以两者在各自最佳闪蒸温度下的最大净发电量之比,则可多发电 29.6%。虽然两级闪蒸加热增加了净发电量,另一方面也增加了设备投资,但总的来讲,两级闪蒸加热要比单级闪蒸的经济性好。

图 7.7-14 是净发电量及效率随预热器传热温差 Δt_{pre} 的变化关系。图中表明,随着 Δt_{pre} 的增加,净发电量是下降的,而效率则保持不变,同时出口焓值 h_7 也随之增加。该图结果表明,若提高预热器的传热温差 Δt_{pre} ,其优点是可降低预热器的投资,及提高地热水出口温度 t_1 以进行直接利用,但净发电量要降低。因此要衡量各方得失。

图 7.7-15 及图 7.7-16 表示净发电量及效率随蒸发器的传热温差 Δt_{pre} 及工质蒸发温度 t_{01} 的变化关系。其变化趋势

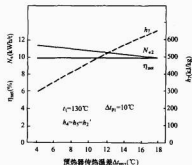


图 7.7-14 净发电量及效率随 Δt_{pre} 的变化关系

和单级闪蒸加热时的相同,即随着 Δt_{pre} 减小及 t_{01} 增加, N_{st} 及 η_{st} 都增加。但对地热流体的出口焓值 h_7 则几乎没有影响。

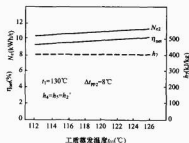


图 7.7-15 净发电量及效率随蒸发温度 t_{01} 变化关系

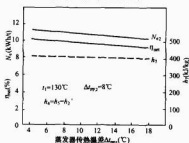
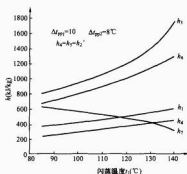


图 7.7-16 净发电量及效率随传热温差 Δt_{pre} 变化关系

最后,为了全面了解在不同闪蒸温度 t_1 下,各换热器的地热流体出口焓 h 值变化,图 7.7-17 给出它们的相互数值,例如:当 $t_1 = 130^\circ\text{C}$ 时: $h_1' = 546.31 \text{ kJ/kg}$, $h_2 = 1383.0 \text{ kJ/kg}$, $h_4 = h_5 = h_2' = 400.52 \text{ kJ/kg}$, $h_6 = 1135.1 \text{ kJ/kg}$, $h_7 = 411.61 \text{ kJ/kg}$ 。根据这些焓值,可求出预热器及蒸发器的热流量及其温度分布 (见图 7.7-18),为换热器的设计提供依据。

图 7.7-18 是在 $t_1 = 130^\circ\text{C}$ 时计算所得的流体温度分布图,实线是 $\Delta t_{pre} = 8^\circ\text{C}$ 时温度分布,虚线是 $\Delta t_{pre} = 4^\circ\text{C}$ 时的温度分布。比较图 7.7-14 及图 7.7-16,我们看到: Δt_{pre} 对出口焓值 h_7 的影响很小,而 Δt_{pre} 的影响则较大;因此要改变预热器的出口焓 h_7 值,亦即要调整地热电站的排水温度 t_1 ,就必须调整 Δt_{pre} 才有效。计算表明,当 $\Delta t_{pre} = 8^\circ\text{C}$ 时,地热流体出口焓值

图 7.7-17 不同闪蒸温度 t_1

下各换热器进出口地热流体焓值

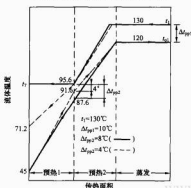


图 7.7-18 换热器的流体温度分布

$h_1=411.61\text{ kJ/kg}$, $h'_2=400.52\text{ kJ/kg}$, 表明地热流体在第一级预热器中放热时一直处于湿蒸汽状态, 其温度 $t_1=95.6^\circ\text{C}$ 不变, 是一条水平直线 (见图 7.7-11 中的 6-7 线)。当 $\Delta t_{pp2}=4^\circ\text{C}$ 时, 计算表明, $h_2=297.53\text{ kJ/kg}$, h'_2 是未饱和水状态, 温度为 $t_2=71.2^\circ\text{C}$ 。这表明, 改变了 Δt_{pp2} 值就能有效的调整了地热电站的排水温度。

【例 7.7-1】 设某地热井的井口参数为: 地热湿蒸汽温度 $t_g=140^\circ\text{C}$, 蒸汽干度 $x=0.1$, 质量流量 $q_m=200\text{ t/h}$, 当地环境冷却水常年平均温度为 $t_c=25^\circ\text{C}$; 试求两级闪蒸-双工质循环地热电站的净发电量及效率。

【解】 本发电系统简图及热力循环图如图 7.7-9 及图 7.7-10 所示。

(1) 基本参数确定

① 已知参数。

地热湿蒸汽温度 $t_g=140^\circ\text{C}$, $T_g=140+273=413\text{ K}$;

蒸汽干度 $x=0.1$, $h_{gx}=803.5\text{ kJ/kg}$, $s_{gx}=2.257\text{ kJ/(kg}\cdot\text{K)}$

湿蒸汽质量流量 $q_m=200\text{ t/h}$;

环境冷却水温度 $t_c=25^\circ\text{C}$, $T_c=273+25=298\text{ K}$ 。

(2) 冷凝温度 t_{0c} 确定。

采用表面式凝汽器, 设冷却水温升 $\Delta t_c=11^\circ\text{C}$, 凝汽器最小传热温差 $\Delta t_{pp}=7^\circ\text{C}$, 由式 (7.4-17) 得

$$t_{0c} = t_c + \Delta t_c + \Delta t_{pp} = 25 + 11 + 7 = 43^\circ\text{C}$$

$$T_{0c} = 273 + 43 = 316\text{ K}$$

(3) 工质: 选用 R600a (异丁烷)。

(4) 选取蒸发器传热温差 $\Delta t_{ep1}=10^\circ\text{C}$, 预热器传热温差 $\Delta t_{pp2}=8^\circ\text{C}$, 参看图 7.7-12 得

$$t_{01} = t_1 - \Delta t_{pp1} = t_1 - 10$$

及

$$t_{06} = t_2 - \Delta t_{pp2} = t_2 - 8$$

2. 闪蒸温度 t_1 、 t_2 的关联式及电站净发电量及效率的计算

(1) 闪蒸温度关联式为

$$T_2 = T_1 \sqrt[3]{\frac{T_{0c}}{T_g}} = T_1 \sqrt[3]{\frac{316}{413}} = 0.9146 T_1$$

(2) 本计算所需计算公式如下

$$q_{m1} = \frac{q_m(h_{gx} - h'_1)}{h'_1 - h_1}$$

$$q_{m2} = \frac{(q_m - q_{m1})(h'_1 - h'_2)}{h'_2 - h_2}$$

$$q_{m3} = \frac{q_{m1}(h'_1 - h_4)}{h_{01} - h_{06}}$$

$$h_2 = h'_1 - \frac{q_{m1}}{q_{m2}}(h_{01} - h_{07})$$

$$h_4 = h_5 = h'_2$$

$$h_6 = \frac{q_{m1}h_5 + q_{m2}h'_2}{q_{m1} + q_{m2}}$$

$$h_7 = \frac{(q_{m1} + q_{m2})h_6 - q_{m3}(h_{06} - h_{05})}{q_{m1} + q_{m2}}$$

$$P_{\text{net}} = \frac{q_{m1} + q_{m2}}{3.6} [(h_{01} - h_{02}) - (h_{05} - h_{04})] (1 - X) \eta_o \eta_m \eta_g$$

$$\eta_o = \frac{P_{\text{net}}}{q_m}$$

$$\eta_m = \frac{3.6 P_{\text{net}}}{q_{m1}(h_{01} - h_{02})}$$

(3) 计算所需参数及计算结果。根据前面对本发电系统分析, 已知资源的基本参数, 并选取了 t_1 、 t_2 、 Δt_{pp1} 、 Δt_{pp2} 及 $h_4 = h'_2$ 之后, 上述各式可求。现把已知固定参数、已知试选参数和计算结果分别列于表 7.7-1~表 7.7-4 中。

表 7.7-1 已知固定参数

地热湿蒸汽有关参数	工质等有关参数	环境冷却水参数
$t_g=140^\circ\text{C}$	$t_{0c}=43^\circ\text{C}$	$t_c=25^\circ\text{C}$
$T_g=413\text{ K}$	$p_{04}=5.7533 \times 10^5\text{ Pa}$	$T_c=298\text{ K}$
$x=0.1$	$v_{04}=1.897 \times 10^{-2}\text{ m}^3/\text{kg}$	
$h_{gx}=803.5\text{ kJ/kg}$	$h_{04}=304.99\text{ kJ/kg}$	
$s_{gx}=2.257\text{ kJ/(kg}\cdot\text{K)}$	$\eta_o \eta_m \eta_g=0.78 \times 0.98 \times 0.97$	
$q_m=200\text{ t/h}$	$X=0.1$	

表 7.7-2

已知试选参数 (地热流体部分)

t_1	T_1	T_2	t_2	h'_1	h'_2	h'_3	h'_4
$^\circ\text{C}$	K	K	$^\circ\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg
85	358	327.4	54.4	2652.0	355.92	2599.9	227.66
90	363	332.0	59.0	2660.1	376.94	2608.0	246.91
100	373	341.1	68.1	2676.0	419.0	2623.7	285.01
110	383	350.3	77.3	2691.3	461.32	2639.2	323.59
120	393	359.4	86.4	2706.0	503.72	2654.3	361.80
125	398	364.0	91.0	2713.0	524.99	2661.7	381.15
130	403	368.6	95.6	2719.9	546.31	2669.1	400.52
140	413	377.7	104.7	2733.1	589.10	2683.3	438.90

表 7.7-3 已知试选参数 (工质部分)

t_1	t_2	t_{01}	p_{01}	h_{01}	h_{21}	h_{22}	h_{23}	t_{02}	h_{24}	h_{27}
℃	℃	℃	MPa	kJ/(kg·K)	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	℃	kJ/kg	kJ/kg
85	54.4	75	1.20953	2.3635	653.62	624.34	306.40	46.4	313.84	392.16
90	59.0	80	1.34201	2.3687	659.38	626.00	306.70	51.0	325.94	406.70
100	68.1	90	1.63897	2.3779	670.11	629.00	307.36	60.1	305.41	436.73
110	77.3	100	1.98289	2.3844	679.3	631.15	308.13	69.3	375.93	468.30
120	86.4	110	2.37994	2.3857	685.99	631.58	308.94	78.4	402.02	501.97
125	91.0	115	2.60668	2.3832	687.85	630.75	309.51	83.0	415.57	519.93
130	95.6	120	2.83756	2.3772	688.17	628.77	310.03	87.6	429.40	539.01
140	104.7	130	3.36267	2.3434	679.33	617.93	311.20	96.7	457.69	584.64

表 7.7-4 计算机计算主要结果

t_1	t_2	h_3	$h_4 - h_5 - h_2^*$	h_6	h_7	N_{cl}	η_{net}
℃	℃	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kWh/t	%
85	54.4	786.71	227.66	660.87	617.46	7.181	5.35
90	59.0	831.39	246.91	703.44	591.11	7.933	5.99
100	68.1	930.58	285.01	795.19	543.46	9.144	7.12
110	77.3	1044.5	323.59	895.71	497.29	9.986	8.08
120	86.4	1186.9	361.80	1008.4	456.77	10.504	8.92
125	91.0	1274.9	381.15	1069.6	435.51	10.619	9.27
130	95.6	1383.0	400.52	1135.1	411.61	10.680	9.58
140	104.7	1753.0	438.90	1282.6	336.22	10.583	9.99

上述计算结果表明,在所计算的资源条件下,采用两级闪蒸—双工质循环发电系统时,其最佳闪蒸温度 $t_{1,op} = 130^\circ\text{C}$,最大发电量 $N_{cl} = P_{net}/q_m = 10.680\text{kWh/t}$ 。

从计算结果来看,闪蒸温度 t_1 是个很重要参数,它既对净发电量及效率有重大影响,也对地热流体出口温度 ($h_7 = c_p t_7$) 有重大影响 (见图 7.7-17)。

本发电系统的图 7.7-13 及图 7.7-17、图 7.7-18 都是根据上述计算结果绘制的。

3 单级闪蒸—双工质循环联合地热发电

地热电站的主要目的是生产电能和提供热水。为此目的,若将闪蒸系统发电与双工质循环发电联合起来,会使电站的出力提高,从而提高了对资源的有效利用。闪蒸和双工质联合发电,实际上是将闪蒸器产生的蒸汽用于水蒸气发电,而产生的饱和水用于低沸点工质发电。这种发电的能量转换系统,能使地热资源得到充分地利用。

闪蒸—双工质循环联合地热发电的热力系统简图如图 7.7-19 所示。该系统包括闪蒸系统发电和双工质循环发电两部分,和这两个发电系统相连接的是闪蒸器,这个系统输出的功率,是闪蒸系统和双工质循环发电的总和。

为计算这个系统所需的热力循环分别示于图 7.7-20 及图 7.7-21 上,它们将单独进行计算,其最佳闪蒸温度 t_1 和最佳蒸发温度 t_{01} 的计算方法,两者既不相同,但又互相有关联。即:进入闪蒸系统的地热流体是湿蒸汽,其最佳闪蒸温度 $t_{1,op}$ 和蒸汽干度 x 有关,要采取试算方法;而进入双工质循环的是饱和水,其最佳蒸发温度可应用公式

$$t_{01,op} = \sqrt{T_1 T_{\infty}} - 273$$

进行计算,其中 T_1 是闪蒸热力学温度 (K), T_{∞} 是双工质循环的冷凝热力学温度 (K),就是说,工质的最佳蒸发温度是与闪蒸温度有关的,计算时是先计算出最佳闪蒸温度 $t_{1,op}$,然后再计算 $t_{01,op}$ 。

在确定了最佳闪蒸温度及蒸发温度之后,系统的各参数就可分别计算如下。

(1) 闪蒸系统: 参看图 7.7-19 及图 7.7-20, 根据闪蒸

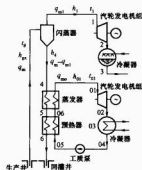


图 7.7-19 闪蒸—双工质循环联合发电的热力系统简图

1, 2, 3, ..., 6—地热流体的状态点;
01, 02, 0..., 06—工质的状态点

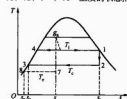


图 7.7-20 闪蒸系统热力循环图

器的热平衡得

$$q_m(h_{g2} - h_4) = q_{m1}(h_1 - h_4)$$

或

$$q_{m1} = \frac{q_m(h_{g2} - h_4)}{h_1 - h_4}$$

发电净功率

$$P_{net1} = \frac{q_{m1}(h_1 - h_2)(1 - X)}{3.6} \eta_{st} \eta_{gt} \quad (7.7-11)$$

净发电量

$$N_{cl} = \frac{P_{net1}}{q_m}$$

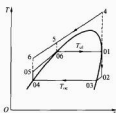


图 7.21 双工质热力循环图

其中 $h_2 = h_3 + T_c(s_1 - s_3)$

电站净效率

$$\eta_{\text{net1}} = \frac{3.6P_{\text{net1}}}{q_{m1}(h_{g1} - h_3)} \quad (7.7-12)$$

资源利用效率

$$\eta_{\text{ul}} = \frac{3.6P_{\text{net1}}}{q_{m1}[(h_{g1} - h_3) - T_c(s_{g1} - s_3)]} \quad (7.7-13)$$

在上述各式中: q_m 、 h_{g1} 为已知资源参数; q_{m1} 、 h_3 、 h_4 由闪蒸温度 t_1 确定; h_2 、 s_3 由冷凝温度 t_c 确定; h_5 、 s_5 由环境冷凝温度 t_c 确定; 并设 $(1-X)\eta_{g1}\eta_{m1} = (1-0.1) \times 0.76 \times 0.98 \times 0.97 = 0.65$, 故净发电量 N_{e1} 及效率 η_{net1} 、 η_{ul} 可求。

(2) 双工质循环: 见图 7.7-19 及图 7.7-21, 由蒸发器及预热器的热平衡得

$$(q_m - q_{m1})(h_4 - h_3) = q_{m0}(h_{01} - h_{05}) \quad (7.7-14)$$

由蒸发器的热平衡得

$$(q_m - q_{m1})(h_4 - h_2) = q_{m0}(h_{01} - h_{06}) \quad (7.7-15)$$

在上述两式中: q_m 是已知资源参数; q_{m1} 及 h_4 由闪蒸温度 t_1 确定; h_{01} 、 h_{06} 由工质的蒸发温度 t_{01} 确定; h_{05} 由工质冷凝液质量焓 h_{04} 及压缩功 w_{04} 求出。这样式中还有三个未知数: q_{m0} 、 h_5 、 h_3 , 因此上述两式还不能求解, 必须在 h_2 及 h_3 中选取其中一个作为已知数。通常选取 h_3 较为合适, 因该值和热水排水温度 t_6 有关 ($h_3 = c_p t_6$), 而 t_6 是根据用户对排出的热水是否进行利用来选定。

当换热器各进出口参数确定后, 可求出工质的质量流量 q_{m0} , 这样就可由下式求出双工质循环的发电净功率及净发电量

$$P_{\text{net2}} = \frac{q_{m0}[(h_{01} - h_{02}) - (h_{05} - h_{06})](1-x)}{3.6} \eta_{g1} \eta_{m1} \eta_{g2} \quad (7.7-16)$$

式中: h_{02} 要根据所选工质的热力学性质, 视其在汽轮机内的膨胀终点是在湿蒸汽区还是在过热区来定, 其计算方法前已阐明。

电站净效率

$$\eta_{\text{net2}} = \frac{3.6P_{\text{net2}}}{q_{m0}(h_{01} - h_{05})} \quad (7.7-17)$$

资源利用效率

$$\eta_{\text{ul}} = \frac{3.6P_{\text{net2}}}{(q_m - q_{m1})[c(T_1 - T_c) - T_c \ln \frac{T_1}{T_c}]} \quad (7.7-18)$$

式 (7.7-18) 中: T_1 及 T_c 分别为双工质循环热源 (闪蒸) 热力学温度 (K), 及环境冷凝热力学温度 (K)。

为了对发电量 N_{e1} (闪蒸系统) 及 N_{e2} (双工质循环) 进行计算, 我们选用了同样的已知计算参数, 以资对比。这些参数为: $t_g = 140^\circ\text{C}$, $x = 0.1$, $t_c = 35^\circ\text{C}$, $t_{0c} = 43^\circ\text{C}$ 。所用工质仍为 R600a。

计算结果已表示在图 7.7-22 及图 7.7-23 上。从图 7.7-22

中我们看到: 闪蒸系统的发电量 N_{e1} , 和前面所表明的一样, 它随着闪蒸温度 t_1 的变化关系, 也出现最大值。在本计算中 $N_{e1} = 13.04 \text{ kWh/t}$ 时, 其相对应的最佳闪蒸温度为 $t_{1,\text{opt}} = 110^\circ\text{C}$, 和单级闪蒸—双工质循环的一样。对双工质循环来讲, 闪蒸温度 t_1 是其热源温度, 因此随着 t_1 的增加, N_{e2} 也随着增加。本发电系统的总发电量为 $N_e = N_{e1} + N_{e2}$; 图中也给出总发电量 N_e 随闪蒸温度 t_1 的变化关系。它表明, 在最佳闪蒸温度时总发电量 N_e 不是最大, 因为随着 t_1 的增加, 双工质循环净发电量 N_{e2} 的增加比闪蒸循环 N_{e1} 的降低来得大, 所以在最佳闪蒸温度之后, 总发电量 N_e 仍随 t_1 的增加而增加。在本计算中 $t_1 = t_g = 140^\circ\text{C}$ 时总发电量 N_e 为最大, 这时闪蒸器实际上已变成分离器, 已不进行闪蒸, 而是将分离蒸汽用以发电。从图 7.7-22 中我们看到, 在这个联合发电系统中, 闪蒸机组的发电量要比双工质循环的大, 而其总发电量 N_e 则比闪蒸或双工质循环的单独发电时都要大。这表明, 这个发电系统在同样的资源条件下, 能提供更多的电力。

在图 7.7-22 中还给出“两级闪蒸—双工质循环”的发电曲线, 通过对比, 不难看出, 联合发电系统总发电量 N_e 比“两级闪蒸—双工质循环”的要大得多。因此, 在各种闪蒸—双工质循环系统中, 以联合发电系统为最佳。但该系统要用两台机组, 电站投资较大, 采用时要作经济评估。

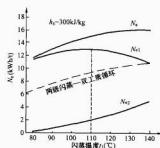


图 7.7-22 发电净功率随闪蒸温度变化关系

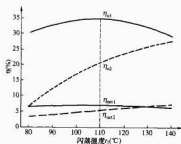


图 7.7-23 电站净效率随闪蒸温度变化关系

图 7.7-23 是电站净效率和资源利用效率随着闪蒸温度 t_1 的变化关系。对闪蒸系统: η_{net1} 及 η_{ul} 均随 t_1 增加而增加, 并和净发电量 N_{e1} 曲线变化一样, 在 $t_{1,\text{opt}} = 110^\circ\text{C}$ 时出现最大值; 对双工质循环: 闪蒸温度 t_1 是其热源温度, 因此随着 t_1 增加 η_{net2} 及 η_{ul} 均随着增加。

图 7.7-24 是当 $t_1 = t_g = 140^\circ\text{C}$ 时, 在本计算中总发电量为最大时, 改变出口焓 h_3 值 (亦即改变地热水出口温度 t_6), 以观察其对发电量的影响。图中表明, 由于 t_1 不变 (冷凝温度 t_c 也不变), 闪蒸净发电量 N_{e1} 不变; 但随着 h_3 的增

加, 蒸发器出口焓 h_5 值亦随着直线增加, 这意味着在蒸发器内地热水的放热量将减少, 使工质的蒸发量 q_{m0} 减少, 从而使双工质循环的发电量 N_{e2} 降低, 而总发电量 N_e 亦随 N_{e2} 的降低而同步降低。该结果同样表明, 要提高地热水出口温度以资利用, 就要以牺牲总发电量为代价。

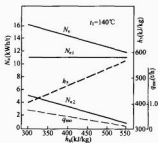


图 7.7-24 净发电量随出口焓值 h_5 的变化关系

【例 7.7-2】 已知某地热点的井口参数为: 湿蒸汽温度 $t_g = 140^\circ\text{C}$, 蒸汽干度 $x = 0.1$, 质量流量 $q_m = 200\text{t/h}$, 冷却塔提供的冷却水年平均温度 $t_c = 25^\circ\text{C}$, 试计算闪蒸-双工质循环联合发电的发电量及效率。

【解】 本发电的热力系统简图及其热力循环见图 7.7-19~图 7.7-21 所示。

1. 基本参数确定

(1) 已知参数。

地热湿蒸汽温度 $t_g = 140^\circ\text{C}$, $T_g = 140 + 273 = 413\text{K}$;

湿蒸汽干度 $x = 0.1$, $h_{gx} = 803.5\text{kJ/kg}$, $s_{gx} =$

2.2579 kJ/(kg · K);

湿蒸汽质量流量 $q_m = 200\text{t/h}$;

环境冷却水温度 $t_c = 25^\circ\text{C}$, $T_c = 273 + 25 = 298\text{K}$ 。

(2) 冷凝温度 t_c 及 t_{oc} 确定。

闪蒸系统: 采用混合式凝汽器, 并设冷却水温升 $\Delta t_c = 10^\circ\text{C}$, 则

$$t_c = t_c + \Delta t_c = 25 + 10 = 35^\circ\text{C}$$

双工质循环: 采用表面式凝汽器, 并设冷却水温升 $\Delta t_c = 10^\circ\text{C}$, 最小传热温差 $\Delta t_{sp} = 8^\circ\text{C}$, 则

$$t_{oc} = t_c + \Delta t_c + \Delta t_{sp} = 25 + 10 + 8 = 43^\circ\text{C}$$

(3) 闪蒸温度 t_1 采用试算法, 试算范围为 $t_1 = 80 \sim 140^\circ\text{C}$; 工质蒸发温度 t_{01} 由下式计算

$$t_{01} = \sqrt{T_1 T_{oc}} - 273$$

式中: T_1 及 T_{oc} 分别为闪蒸热力学温度 (K) 及工质冷凝热力学温度 (K)。

(4) 工质: 选用 R600a。

2. 电站发电量及效率计算公式

计算所需公式如下

$$q_{m1} = \frac{q_m (h_{g2} - h_4)}{h_1 - h_4}$$

$$m_1 = \frac{h_{g2} - h_4}{h_1 - h_4}$$

$$h_2 = h_3 + T_c (s_1 - s_3)$$

$$q_{m0} = \frac{(q_m - q_{m1})(h_4 - h_2)}{h_{01} - h_{05}}$$

$$m_0 = \frac{(1 - m_1)(h_4 - h_5)}{h_{01} - h_{05}}$$

$$h_5 = h_4 - \frac{q_{m0}(h_{01} - h_{05})}{q_m - q_{m1}}$$

$$N_{e1} = \frac{m_1 (h_1 - h_2)(1 - x)}{3.6} \eta_{s1} \eta_{s2}$$

$$N_{e2} = \frac{m_0 [(h_{01} - h_{02}) - (h_{05} - h_{04})(1 - x)]}{3.6} \eta_{s1} \eta_{s2}$$

$$N_e = N_{e1} + N_{e2}$$

$$\eta_{net1} = \frac{3.6 P_{net1}}{q_m (h_{g2} - h_3)}$$

$$\eta_{net2} = \frac{3.6 P_{net2}}{q_{m0} (h_{01} - h_{05})}$$

$$\eta_{s1} = \frac{3.6 P_{net1}}{q_m [(h_{g2} - h_3) - T_c (s_{gx} - s_g)]}$$

$$\eta_{s2} = \frac{3.6 P_{net2}}{(q_m - q_{m1}) \left[c(T_1 - T_c) - T_c \ln \frac{T_g}{T_1} \right]}$$

3. 计算所需参数及计算的主要结果见表 7.7-5~表 7.7-7。

表 7.7-5

已知固定参数

地热湿蒸汽参数	闪蒸系统参数	双工质循环参数	环境冷却水参数
$t_g = 140^\circ\text{C}$ $T_g = 413\text{K}$ $x = 0.1$ $h_{gx} = 803.50\text{kJ/kg}$ $s_{gx} = 2.2579\text{kJ/(kg} \cdot \text{K)}$ $q_m = 200\text{t/h}$	$t_c = 35^\circ\text{C}$ $h_2 = 146.56\text{kJ/kg}$ $s_2 = 0.5049\text{kJ/(kg} \cdot \text{K)}$ $h_3 = 300\text{kJ/kg}$ $\eta_{s1} \eta_{s2} = 0.76 \times 0.98 \times 0.97$ $X = 0.1$	$t_{oc} = 43^\circ\text{C}$ $h_{04} = 304.99\text{kJ/kg}$ $p_{04} = 5.7533 \times 10^5\text{Pa}$ $v_{04} = 1.897 \times 10^{-3}\text{m}^3/\text{kg}$ $\eta_{s1} \eta_{s2} = 0.78 \times 0.98 \times 0.97$ $X = 0.1$	$t_c = 25^\circ\text{C}$ $h_g = 104.77\text{kJ/kg}$ $s_g = 0.3670\text{kJ/(kg} \cdot \text{K)}$

表 7.7-6

已知试选参数

t_1	T_1	T_{01}	t_{01}	h_1	h_4	s_1	p_{01}	s_{01}	h_{01}	h_{02}	h_{05}	h_{06}
$^\circ\text{C}$	K	K	$^\circ\text{C}$	kJ/kg	kJ/kg	kJ/(kg · K)	MPa	kJ/(kg · K)	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg	kJ/kg
80	353	334.0	61.0	2643.8	334.92	7.6132	8.8965	2.3480	636.51	619.40	305.69	352.88
90	363	338.7	65.7	2660.1	376.94	7.4799	9.8911	2.3533	642.39	621.09	305.91	365.85
100	373	343.3	70.3	2676.0	419.0	7.3554	10.9408	2.3584	648.01	622.72	306.15	378.75
110	383	347.9	74.9	2691.3	461.32	7.2388	12.0700	2.3634	653.50	624.31	306.40	391.87
120	393	352.4	79.4	2706.0	503.72	7.1293	13.2562	2.3681	658.70	625.78	306.66	404.94
130	403	356.9	83.9	2719.9	546.31	7.0261	14.5551	2.3726	663.82	627.25	306.95	418.55
140	413	361.3	88.3	2733.1	589.10	6.9284	15.7600	2.3763	668.07	628.47	307.22	430.61

表 7.7-7

计算机计算主要结果

t_1	t_0	N_{e1}	N_{e2}	N_e	η_{e1}	η_{e2}	η_{e3}	η_{e4}
$^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kWh/t	kWh/t	kWh/t	$\%$	$\%$	$\%$	$\%$
80	61.0	11.278	0.252	11.530	6.18	30.02	3.31	6.14
90	65.7	12.317	0.702	13.019	6.75	32.79	4.04	11.98
100	70.3	12.899	1.291	14.190	7.07	34.34	4.71	16.54
110	74.9	13.037	2.025	15.062	7.14	34.70	5.33	20.18
120	79.4	12.755	2.894	15.649	6.99	33.95	5.92	23.01
130	84.0	12.063	3.902	15.965	6.61	32.11	6.46	25.35
140	88.0	10.976	4.992	15.968	6.01	29.22	6.90	26.91

本发电系统的图 7.7-22 及图 7.7-23, 是根据上述计算结果来绘制的。

4 地热发电未来展望

当今作为商业能源的水热资源, 在地热资源中只占很少的份额, 要真正打开地球的庞大热库, 必须开发地压地热、干热岩和岩浆资源。这些资源由于其蕴藏的能量巨大, 因此受到世界各国的关注。目前利用这些资源来发电的技术及其经济性, 还在试验研究中, 不过随着地热开发利用技术的不断进步和创新以及矿石燃料的枯竭和价格上升, 在绿色能源的推动下, 这些新的地热发电资源, 迟早会在未来的地热发电中呈现其生命力。现将简要介绍这些资源的发电概念如下。

4.1 地压地热发电

地压地热是指在某些大型含油气盆地深处 (3~6km) 存在着的高温高压热流体, 其中还含有大量的甲烷天然气。这种资源的能量由以下三方面所组成:

- (1) 高压地热流体所具有的机械能。
- (2) 高温热能。
- (3) 高温高压下溶解于地热流体中的甲烷等天然气的化学能。

甲烷等天然气是该资源开发的主要目标。

利用地压地热发电的方案有多种, 图 7.7-25 是其中一种基本的发电方案。地热水在高压及低压分离器中将天然气分离出来送往用户或发电。高压地热水通过水力涡轮发电机组利用其势能来发电, 然后高温地热水在一个双工质循环中再利用其热能来发电。水力发电和双工质循环发电可按已知计算方法进行计算。

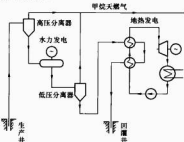


图 7.7-25 地压地热发电系统简图

为开发利用我国地压地热资源, 我国有学者提出, 可在莺歌海盆地、珠江口盆地及渤海湾盆地等地寻找地压地热资源, 并在莺歌海盆地已发现的地压地热区建立开发利用的试

验点。

4.2 干热岩地热发电

干热岩地热资源, 是比水热资源或地压地热资源所蕴藏的能量更为巨大、并广布于全球的一种地热资源。这些资源的岩石温度很高, 但很少或没有水和蒸汽作为载体, 因此需要用一种特殊方法才能把其中的热能取出来。美国洛斯阿拉莫斯国家试验室 (Los Alamos National Laboratory, 简称 LANL) 早在 1970 年就提出在干热岩体内提取地热能的设想。其方法是在热岩体上方的地面上先钻一口深井, 并人为地使该处热岩体破碎, 造成一个很大的人工热储 (见图 7.7-26), 然后再钻一口深井至该热储底部, 通过这口深井, 由地面注入冷水进入热储底部, 冷水在人工热储内流动时被加热成热水或湿蒸汽, 然后由顶部的另一口深井流出地表而加以利用。使热岩体破碎的方法有水力破碎、化学破碎和核爆炸等。

据报道 (Ryokichi Hasnizume et al., 1995), 日本中部 Kansai 的干热岩地热发电研究表明, 一个直径为 2km、厚 1km、提供的地热流体温度高于 250℃ 的干热岩地热系统, 可供 5.5 万 kW 机组发电 20 年, 发电成本为 0.1 美元/(kWh), 该地下干热岩热储温度为 300℃, 开发投资要 3 亿美元。Kansai 地区的干热岩资源发电潜力估计有几百万到一千万千瓦。图 7.7-27 是该干热岩地热发电系统的概念图。

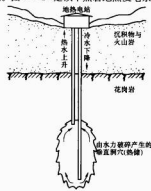


图 7.7-26 干热岩取热方法

干热岩地热发电在许多方面要比天然蒸汽或热水发电优越。首先干热岩体的能量储有很大, 它可以比较稳定地供给热量、使用寿命长。由于干热岩加热产生的热水或湿蒸汽比一般热水田的汽水挟带的杂质少, 因为注入的地表水是清洁的, 而它在地下停留的时间短, 来不及溶解大量矿物质。一般在地表以下 4~6km 的深度范围内可以找到干热岩, 在个

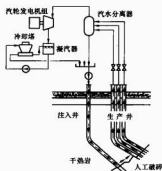


图 7.7-27 干热岩地热发电概念图

别地质条件下须钻得深些，如 10km 左右，这在技术上也是能解决的。

对在特定地区内开发利用干热岩资源，在很大程度上取决于在经济合理的深度内从干热岩体中获取热量的方法。目前美国 LANL 已在芬顿高地（Fenton Hill）建造了一个干热岩地热试验电站，以模拟商业发电。从 1991 年开始，该电站进行了一年多的包括热储和电站在内的流量试验，回答了涉及干热岩的生产寿命、运行参数、允许的能量开采量以

及水的损耗率等问题。这是世界上开发利用干热岩地热资源的开拓性工作（TelierNAetal., 1993）。

目前从事干热岩开发利用的国家有美国、日本、德国、法国和意大利等。我国有学者提出，应积极开展这方面的试验研究，并与国际合作，跟踪国外干热岩体的开发利用示范动态，研究制定我国干热岩体试验计划。

4.3 岩浆地热发电

岩浆地热资源是指储存在高温（700~1200℃）熔融状态和半熔融状态岩浆中的巨大能源资源。这类资源一般埋藏较深，钻探尚难达到。可开发的对象多在现代火山区，即地壳浅部存在岩浆囊或尚未完全凝固的岩浆体中。要直接利用岩浆的巨大热能，难度很大。

美国能源部桑迪亚国家实验室的岩浆能研究所正在进行一系列的实验，以便探索直接从熔岩中取出热量的方法，包括确定地壳岩浆体位置的方法、钻井进入岩浆体并放入换热器取热的方法以及在岩浆内直接放入热电转换设备的技术等（蔡义汉，2004）。日本政府也在地热发展计划中列入火山发电的专项研究课题。

在所有地热资源的开发技术中，从岩浆中取热发电将是难度最大的技术，但由于该资源蕴藏着极其巨大的热能，因此极受人们的关注。

第8章 地热发电相关技术

地热电站是一项综合的工程项目,电站的建设,在技术上除了进行电站的热力系统、热力设备及发电设备的设计之外,与电站有关的技术,还有地热井口设备、地热流体输送、防腐防垢、环境保护、电站的调节以及经济分析等方面问题。本章将对与电站有关的这些技术和经济问题进行阐述。

1 地热井口设备

地热井排放的地热流体,其性质变化很大。某些地热田只产生干蒸汽(或稍微过热),而另一些地热田却只产生汽水混合物(湿蒸汽或两相流体),有些地热田又只产出100℃以下的水。在大多数情况下,产出的地热流体含有不凝气体(具有代表性的是 CO_2 及 H_2S),而且地热流体中还溶解有各种化学物质。地热流体的这些性质,在地热电站设计前是需要了解的。此外,还需了解井口压力变化对流量和汽水比的影响,以及闭井的最大井口压力等方面问题,以便研究最佳工况,决定利用的经济压力和井口运行压力。

对于高温地热田,生产蒸汽的地热井,仅需与蒸汽输送系统直接相连;而生产湿蒸汽的地热井,在多数情况下,汽和水需要在井口进行分离,图7.8-1给出了高温地热井口设备。对于中低温地热区,地热流体基本以热水形式存在,因此地热水的提取以及地热水中杂质的去除是保证地热水发电的前提。

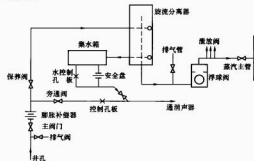


图 7.8-1 高温地热井口设备

地热井口设备的选择与地热井是否自流息息相关。对于自流地热井,井口设备可以不考虑地热井泵,而对于非自流地热井,地热井泵是提取地热流体主要设备。这里需要说明的是,即使是自流地热井,如果长期运行,也会出现自流量不足而导致发电效率下降,因此后期可能仍然需要增加地热井泵额外提取地热流体。

1.1 地热井泵

前面已提及,只有非自流地热井才会考虑地热井泵。所谓非自流地热井乃是由于地下热储(即井下取液层)压力小而不能自流,地热流体的提取必须采用特殊的水泵,即地热井泵。地热井泵与一般水泵不同,它必须满足地热水特有的高温和腐蚀性。因此,从确定泵的参数、选型、安装甚至

运行管理,都需要精心地运作。一般来说,地热井泵应满足耐热、防腐、耐用、便于安装维修且有较高的泵效率以及适中的价格,同时,泵的量程、扬程、安装深度以及热膨胀等都能满足设计选型的要求。要完全满足上述条件并非一件很容易的事,但考虑到其特殊性,又必须这样要求,因此地热井泵的优选十分重要。

专用于地热井使用的水泵目前市场上还不多见,国内目前有几家具备生产能力的厂家。地热井泵一般可分为长轴深井泵和潜水电泵两大类。长轴深井泵的水泵在井下,电动机在井口,两者靠一根长轴连接,潜水电泵电动机位于泵头下部,呈小直径细柱状,通过较短的泵轴与泵头相连。为使井内流体与电动机隔离,泵轴必须带密封装置。

长轴深井泵和潜水电泵各有特点,在地热系统都有应用,以下列出两种地热井泵的全面特性比较,如表7.8-1所示。

表 7.8-1 长轴深井泵与潜水电泵的特性比较

长轴深井泵	潜水电泵
泵各级效率 68%~78%,每级泵的扬程较低,单位直径的流量较低,电动机效率较高,电缆粗短,轴承中有机械损耗。	泵各级效率 68%~78%,单位直径流量较高,在高温下操作,电动机效率较低,电缆损耗大,电缆必须与高温流体或高温管道接触。
电动机、止推轴承、密封装置均在地面上,易接近。	电动机、止推轴承、密封装置、电缆均在井下,难以接近。
通常转速较低(小于或等于1750r/min),磨擦速度也较低。	通常转速较高(可达3600r/min),磨擦速度也较高。
耐温较高,可达200℃以上。	耐温相对较低,国内可以达到120℃左右。
安装深度较浅,国内基本都在100m以内,国外最深可达700m。	安装深度大,国内可达400~600m,国外最深可达3600m。
提泵、下泵安装时间长。	泵、下泵安装时间短。
井必须垂直或井径较大,以便安装刚性的轴和泵。	可安装在30m斜°的斜井内,垂直偏移可达75°。
启动时必须调整叶轮的位置。	叶轮位置固定。
同样温度和深度的井,价格较低。	同样温度和深度的井,价格相对较高。

地热井泵的型号选择,取决于下列诸多因素:安装深度、井的尺寸、是否为直井、水温、流量和扬程。如果对这些没有什么限制,则应进一步考虑泵的使用寿命和造价,包括期望的寿命、维修费、安装费、设备费、配件的供应情况及费用、动力需求、导线费用以及抽取地热水的泵效率等。

国内早期地热井多采用长轴深井泵。近年来,随着潜水电泵价格的降低以及使用温度的提高,已逐渐开始替代长轴深井泵。然而国外大部分地热工程仍然采用长轴深井泵,包括我国从国外引进的地热设备也大都长轴深井泵,这可能与国外有专门为地热井设计制造的这类定型产品有关。

1.2 地热井口装置

地热井口装置是地热井的基本设施之一。随着地热流体参数的不同,地热井口装置的构造有很大的差别。高温地热

(达到90%以上)、排砂简单方便、投资较少、设备完整性好等特点。国内自主开发的ZC-III型除砂器,专门用于清除地下水及其他水源的固体颗粒,它改变了传统的自由沉降砂方式,具有体积小、占地面积小、可在不间断供水过程中清除水中的砂粒,克服了其他除砂方式存在的二次污染的现象,具有除砂效率高、最小除砂直径为0.08mm,额定处理水量为5~200m³/h。

1.5 地热水除铁

在我国,含铁的地热水分布很广,含铁浓度多数在10mg/L以下,少数在10~30mg/L或更大。因此,对于中低温地热发电,除铁是一个重要的课题。地热水中过量的铁会导致输送管道产生铁沉积物堆积,严重时堵塞管道。其原理是当地热水中的二价铁离子与空气接触后,氧化产生不溶于水的三价铁离子,必须采取有效的办法对地热水的超铁进行处理。

目前常用地热水除铁方法主要有以下两种。

1.5.1 自然氧化除铁法

在地热水除铁的众多氧化剂中,空气中的氧气无疑是最经济可行的。当含铁地热水与空气接触时,氧化1mg/L的二价铁离子需要0.14mg/L的溶解氧。但由于接触面、接触时间等一些因素影响,实际上需要的溶解氧比理论值要高出2~5倍。由于地热水中二价铁的氧化速度比较慢,特别是对于pH值较小的地热水,水的pH值每降低1个单位,水中OH⁻浓度将降低90%,从而二价铁的氧化速度将降低99%。所以水和空气接触(即通常的曝气过程)应有一段反应时间,才能保证水中二价铁离子浓度降低至符合要求的数值(0.3mg/L以下)。

氧化生成的三价铁,经过水解后先生成氢氧化铁胶体,然后逐渐生成絮状沉淀物,再用普通砂滤池过滤除去。这种处理方法称为自然氧化除铁法,或称曝气除铁法。这种方法由于反应时间较长,不利于地热水的保温,设备也较庞大,除了一些pH值较高、含铁浓度较低的地热水可以考虑之外,在现行的地热水除铁工艺中用得很少。

1.5.2 锰砂除铁法

天然锰砂除铁可以大大加快氧化反应速度,它是一种接触催化除铁工艺。天然锰砂中含有高价铁的氧化物,大于正二价,能对地热水中的二价铁的氧化反应起催化作用。此外,在除铁过程中,其表面还能逐渐形成一种以滤膜形式存在的铁质催化物,称为除铁活性滤膜,这种滤膜是可再生的,因此活性滤膜除铁过程是一个自动催化过程。

锰砂除铁法需要曝气和天然锰砂过滤两个处理过程,相对于自然氧化除铁法,省去了反应过程和设备,从图系统大为简化。图7.8-5所示为天然锰砂接触催化除铁系统的示意图。



图 7.8-5 锰砂除铁流程图

2 地热流体输送

在地热工程中,除了地热井和使用终端这两个重要的环节外,输送管网也是不可或缺且极其重要的。依据国内外以往工程经验,管网的投资在整个地热工程投资中占有很大比例,也就是说,从一个项目的经济性出发,对管网有比较细

致且全面的设计是必需的。

2.1 地热流体输送方式

作为载体的管网,其承载对象是流体。在地热应用中,流体一般主要分为液态水、蒸汽和两相流三类。

2.1.1 液态水的输送

在地热电站工程中,用管道输送沸水或是接近于沸点的地热水时,对压力的控制是至关重要的。管道内的压力要控制在对应沸点的压力之上,这样才能保证不会汽化。如果出现压力低于对应沸点压力的情况,水中将形成气泡或是气囊,伴随压力的再升高,蒸汽泡就会崩溃,引起严重的水击,甚至使管道破裂。为了保证稳定的抑制气泡的压力,通常用泵增压,或者采取掺混冷水降低温度至沸点下的方法,更多的情况是两者综合使用。

对于压力的控制,通常有以下几点注意事项:

(1) 压力沿程有摩擦损失,上升管道考虑静压的损失,总压会更低;下降管道,考虑静压的增加,会弥补摩擦,但实际上,由于涌流效应的存在,通常无法补偿摩擦造成的全部压力损失。

(2) 所谓涌流,是指由于管道中阀门的开启闭合,引起流速变化,从而造成管道各点发生压力变化。阀门开闭引起压力振荡,流速改变,流速改变的速率再影响振荡的程度。特别是,当突然加速引起压力衰减,形成蒸汽,进而汽泡爆裂,造成对管道的严重影响。因此,由于阀门调节或是其他原因造成的水流速度变化必须小心加以控制,以便把涌流压力限制在允许的限度内。

(3) 为了防止上面提到的沿程管线或是各并瞬时流量变化的储备能力,常用做法是设置一个与管道连接的水头储罐,储罐水位至少控制在最高的进口高程以上,而储罐内水位以上的蒸汽空间要连接到蒸汽管道上。因此,热水管道还承受着水头储罐高差所传递的额外压力。

2.1.2 蒸汽的输送

蒸汽输送系统往往是由多个地热田的分支管道汇总至总管道,再至地热电站而成。因为每个井的排放特性的不同,因此其合理产量都对应一个压力,如何调配运行压力至关重要,这增加了设计的复杂性。系统中重点考虑是合理的管径,既要保证井口与管道终点之间的压降不要太大,又要充分考虑为磨损造成的压降预留余量。此外,弯头等设备或是管径的突然扩大或收缩引起的稳流扰动也是设计中需要考虑到不利因素。

通常,管道内会产生凝结水,通过设计收集罐来排出,可以利用该水稀释蒸汽携带的含盐类,起到清洗器的作用,降低了蒸汽含水中的氯化钠浓度,从而降低了对汽轮机叶片应力腐蚀的可能性。此外,过量的水也会对汽轮机造成水击,在主管中安装水监测器可以有效起到检测和预防的作用。

2.1.3 两相流输送

两相流输送,是用一条或几条管道集中输送各井孔的汽、水混合物,并在利用地点进行汽水分离。通常的两相流流动类型有:

- (1) 泡流,蒸汽泡沿管道的上部流动,其速度与液体相近。
- (2) 活塞式流动,管道上部,在水上有汽塞和水塞交替运动。
- (3) 层状流动,水沿管道底部流动,汽在上部流动,其间有光滑的界面。

(4) 波状流动。由于较高的速度,界面被沿着流动方向移动,波所干扰。

(5) 检流。比水流平均速度大得多、迅速而连续地运动着的蒸汽,周期性激起水栓。

(6) 环状流动。水沿管道内壁形成一个膜,蒸汽在中心部分高速流动。

(7) 雾状流动。几乎所有的水都被蒸汽所雾化。

两相流输送的优势在于,原本在井口的分离器、热水泵、集水箱等设备可以省略,同时由于不考虑抑止管道内的沸腾现象,不需要设置水头储罐。分离出的热水可以进行减压扩容生成蒸汽,或者直接回灌。其劣势在于,技术原理复杂,目前相关试验和运行资料可以加以利用的有限,而且仅限于短管方面。对于前面提到的压降、磨损和弯头等部的局部损害,都不易确定,给设计带来很大难度。

2.2 管道材料

管道按照材质分类主要分为金属管和非金属管,两者各有优劣。金属管材,应用历史长,设计人员对其力学、热学性能、使用寿命可以进行较为准确的计算和预估,工程人员对其安装、使用和维护的特点较为了解,更由于其在输送高温流体上的优势,使其得到大范围的推广。但由于其金属材料本身的限制,在抗腐蚀、降低热耗等方面难免有本身难以突破的限制。非金属管材,大多采用合成材料,其物理、化学性质是应对工况而设计,因此自应用之始,就显示了优势,尤其是针对含有腐蚀性化学成分的地热流体,但其应用效果受安装等施工工艺影响较大,对施工人员的技术素质有要求,限制了其推广的步伐。

现简要介绍几种常用管道材料:

2.2.1 碳钢

碳钢管是一种在地热工程中应用广泛的管道材料,其应用规格和适用工况对于生产力和使用方,都已经积累了很多工程经验。对于直径小于 50mm 的钢管,一般采用螺纹连接,而大于该尺寸的钢管,则使用焊接的方式连接。对于地下埋管,当采用无衬里的钢管时,一般采用标准的焊接方法连接;当采用有环氧衬里的钢管时,则用某些机械连接的方式,以防止破坏内衬材料的完整性,如法兰连接等。我国地热工程中多数使用的是低碳钢制造的无缝钢管,其耐压性和耐腐性又有不同的分类,如镇静钢、沸腾钢等。

碳钢管在使用中存在的主要问题是内外腐蚀。所谓内腐蚀,就是管道内的流体,由于其自身所含有的化学成分(液或气),在管道内壁或缝隙处产生腐蚀。如果是均匀腐蚀,可以选用腐蚀裕量较大、管壁较厚的钢管。如果是非均匀腐蚀,特别是孔蚀,则不应把钢管作为基本选择。所谓外腐蚀,就是如果是埋地敷设管材时,埋管的外壁很容易受到外界环境的腐蚀,这些外界因素包括地下水、土壤和电力线引起的电场等。通常对于直埋管道,都需要考虑加装防腐外套或有阴极保护之类的相关措施。对于防腐外套和电化学保护的材料,应该优先考虑其环保性,因为作为管材腐蚀的替代物,它们是首先被破坏的,其分解是否会造成土壤和地下水污染是值得重视的。

此外,钢管的膨胀量,无论是埋地安装或是地面铺设,都是需要考虑的。常规做法是加装膨胀节或膨胀环。对于国内非高温地热水管道,更多采用自然补偿法,即在钢管铺设阶段,在每隔一段距离处加装弯曲段,从而可以在其膨胀时用来吸收膨胀余量。

2.2.2 球墨铸铁

球墨铸铁,因其本身所含碳的结构形式为球状或粒状而得名,同时,因该特殊结构,使其具有较好的延伸率、刚度、抗拉强度。球墨铸铁管的管件规格齐全,能适应各种安装需要,其属于柔性接口,拆装方便。国内外有实例显示,其在耐腐性上也有优势,一定程度上增加了其使用寿命。相对的弱点是因其抗压性能低于钢管,壁厚相对加大,重量加重,相对轻型管材,需考虑额外的运输和施工费用。

对于该管材的外部防腐,通常做法是提供防潮层。对于预埋管,由于其外表已受到保护,只要在连接处小心密封,避免地下水渗入即可。对于内腐蚀,如为均匀腐蚀,由于其壁厚相对较大,有优势,但对于孔蚀,不存在优势。常用防蚀做法是使用环氧沥青或水泥砂浆材料衬里。前者适用于 50℃ 以下,后者耐温受到密封保护外套耐温的限制。如果使用密封保护外套,成本相对提高,反之不使用,则对地热水水质有较高要求。

2.2.3 玻璃钢管

玻璃钢(也称玻璃纤维增强塑料,国际公认的缩写符号为 GFRP 或 FRP),是由合成树脂和玻璃纤维经复合工艺制作而成的一种功能型新型材料。其特点主要有:质量小、强度高、耐腐性、电绝缘性能好、传热慢、热绝缘性好、耐瞬时超高温性能好以及容易着色、能透过电磁波等优良的工艺特性。与常用的金属材料比较,它还具有如下的特点:由于玻璃钢产品可以根据不同的使用环境及特殊的性能要求,自行设计,选择适宜的原材料品种复合制作而成;玻璃钢产品的制作是一次成型,避免了金属材料通常所需要的二次加工,从而大大降低管道成本;玻璃钢材料还是一种节能型材料。其不足之处在于对于输送温度较高的地热流体,必须保持管内较高的输送压力,以防止流体闪蒸,产生撕裂管内纤维的应力。此外,对于小管径玻璃纤维管,制作成本较高。

在安装 FRP 管时,有多种连接方法,包括机械法(键接、丝扣、法兰)和黏结法。在机械法和黏结法之间进行选择时,应当考虑管材价格、安装费、施工者的经验和可能实现的安装温度。

2.2.4 其他管材

除了上面介绍的三种管材外,在地热工程中还会应用到一些其他管材。但对于承载地热发电中高温流体介质,却未必适用。如聚氯乙烯(PVC)管、聚乙烯(PE)管和 ABS 管主要应用于承载低温流体;氯化聚氯乙烯(CPVC)耐温性能好,但在对应高温下,承压能力低;还有的管材限于成本和化工材料技术,未在国内普及。

2.3 管道保温

对于地热发电,管道沿程的热损对于电站发电效率的影响是至关重要的。因此,对管线采取保温措施是必要的,但同时保温措施的成本又是投资者所关心的,如何能兼顾工程效果和经济性,就需要设计人员对保温材料的材质、结构和安装方式等因素进行综合考虑。

保温材料一般要求,热工性能好,即导热系数低[最好低于 0.14W/(m·K)],耐燃温度高于流体温度,密度小(小于 400kg/m³),力学性能好,抗压抗震,吸水性小,对金属无腐蚀,便于施工或加工成型,经济性好。目前普遍采用的材料及适用范围如下,对于地热发电高温流体,主要应用岩棉制品和石棉制品,低温流体多考虑硬质泡沫塑料制品,对于低投资地热水管道保温,多考虑岩棉制品。

保温层之上,必须加设保护层。保护层除了传统的保护

功能,还起到保温、防水分侵蚀、延长使用寿命和美化的作用。常用保护层有镀锌铁皮保护层、玻璃钢保护层和沥青油毡保护层。

目前,预制保温管是应用最为广泛的管道之一,其由流体输送管、绝热层和外保护层组成。外保护层一般用聚乙烯、聚氯乙烯或玻璃纤维制造,其中聚乙烯和玻璃纤维用得最多。

如果出于成本等考虑,采用非保温管,则需要考虑其他措施弥补没有保温层所造成的热损失。常用的补偿措施是考虑增加系统流量,对应则需增加泵的投资。有资料显示,对于直径在150mm以上的管道,应用非保温管加泵的投资小于敷设保温管的投资。对于地热发电,很多工程的装机容量都是逐步随着总体规划分期加大的,初期的管网所要求的流量可能只是多年后总工程完工后总流量的一部分,这就需要工程设计人员在设计时,进行细致的预期经济性计算,来权衡两种管道设计方案的优劣。

2.4 管道布置与敷设

管道的综合布置形成管网,管网是一个立体的概念,除了平面的布置,还包括是地上或是地下的垂直维度上的选择。而具体到如何布置管网,则需要综合考虑如下一些因素。

(1) 区位因素。两个终端区——地热源区和用户区的地质、地形,配套设施和调峰设施的位置。布置应尽量因地制宜,且考虑长期发展。

(2) 环境因素。管网的敷设应以不破坏当地的环境和既有设施为好。尽量做到与原有市政管道(电力、通信、燃气和排水等)互不干扰,与地上的道路、建筑物平行。

(3) 经济因素。主干管道应布置在用户密集区,分支管道也尽量靠近,以求经济上的最优化。

(4) 安全因素。主干和支线起点应该设关断阀门。输水管线一般每隔一定距离要装设分段阀门。

敷设方式包括两种:地下直埋敷设、地上直埋敷设。

1) 地下直埋敷设,是最常见的管道布置方式,应用范围广,技术成熟,成本和安装费用低,但需要考虑适用条件,包括当地地下水,所以需要增加防水层和排水措施。埋管和保温层根据流体温度、特性来选择,再用塑料或是玻璃钢作保护层,防止水的渗入。

直埋管材分无补偿和补偿两种敷设形式,对于中低温地热流体采用前者,对于地热发电应用的中高温地热流体来说,采用后者比较适宜。所谓补偿是指,由于流体的高温,造成管道受热伸长,因此,有必要在设计时,设置一些措施或设施来吸收掉这部分伸长的形变。目前采用的办法有,在适当位置设置固定支架、预拉、设置补偿器(该部位设置局部管沟)。

2) 地上直埋敷设,主要针对无法进行地下敷设的工况,例如,预计管道通路经过居民区等。其优势是不需进行大规模土方施工,相对来说,施工、检修和维护都比较方便,劣势则是侵占地上空间大,对城市交通和景观工程有影响。主要应用于地下敷设比较困难的工况,例如,地下水位高,侵蚀性强,或是地下施工难度大等工况。

2.5 管道热力计算

管道热力计算的预求量为保温层的厚度,按照欲控制量(在计算中即是已知量)的不同,主要分为两种计算方法:一是控制保温层外表面计算法,另一种是控制最大热损失计

算法。但在实际应用中,总是有很多相对于计算复杂的实际工况,因此,有必要依照经验,在计算原则的指导下,进行适当的调整。

对于地热发电,以高温流体为例,常用的计算原则有:

(1) 如管道内的流体,按照工程要求,有固定的温度降,需按照热平衡法进行计算。

(2) 对于高温流体传输,如果管道外表面高于50℃,保温层按照其经济厚度的方法进行计算。

(3) 如果保护层较厚对传热影响较大时,要予以考虑,一般情况下可以忽略。

此外,还有一些特殊情况,需要特殊对待:

(1) 管道直径以38mm为界,高于38mm的管径,随着直径的增大,保温层厚度相应增加;低于38mm的管径,会出现临界厚度和临界直径的问题,此时,保温层厚度增加,散热表面积相应增大,热损会上升。因此,盲目加厚保温层是不合理的。

(2) 地热发电所输送的地热流体温度越高或外界环境温度越低,要求保温层厚度越厚,此外,除了保证热经济性外,对于安全性等实际应用中需要考虑的因素,也必须重视。

(3) 直埋管道,除了考虑上述因素外,埋设深度也是极其重要的,因为此时土壤的热阻已经成为整体热阻的一部分。

(4) 对于常规工程的简单计算,可以考虑把多层简化为单层进行计算,但是,由于实际中多层的复杂性,最好采用多层计算公式进行计算。

下面主要介绍上面所述的两种常规算法:

2.5.1 控制保温层外表面温度计算法

这种方法的使用主要是希望把管道表面温度控制在某一温度,在计算中则转化为已知管道表面温度、周围空气温度和流体温度,求保温层厚度的计算。

对于应用于室内保温管道,与其换热介质多为空气。计算式如下

$$\left. \begin{aligned} \frac{d_f \ln \frac{d_p}{d}}{\delta_1} &= \frac{2\lambda_1(t - t_p)}{a_{t1}(t_p - t_a)} \\ \delta_1 &= \frac{d_p - d}{2} \end{aligned} \right\} \quad (7.8-1)$$

式中: t_f 为热流体温度,℃; t_p 为主保温层外表面温度,℃, $t_p = 33.4 + 0.028(t_f - 50)$; t 为管道外表面温度; t_a 为周围空气温度,℃; d_p 为管道主保温层外径, m; d 为管道外径, m; λ_1 为主保温材料在 t_p 时的热导率, W/(m·K); a_{t1} 为由保温层表面到周围空气的放热系数, W/(m²·K), $a_{t1} = 11.63 + 6.95W^{1/2}$; W 为风速, m/s, 缺少资料时,一般可以按 10m/s 计算; δ_1 为保温层厚度, m。

对于直埋管,其管道外表面的热损是由土壤吸收,而不是上面用到的空气,因此,要考虑土壤热阻,其保温层厚度依下式计算

$$\left. \begin{aligned} \ln d &= \frac{\lambda_g(t_p - t_g) \ln d + \lambda_1(t_1 - t_p) \ln d H}{\lambda_g(t_p - t_g) + \lambda_1(t_1 - t_p)} \\ \delta_1 &= \frac{d_p - d}{2} \text{ (忽略保护层热阻)} \end{aligned} \right\} \quad (7.8-2)$$

式中: t_1 为热流体始端温度,℃; λ_g 为土壤的热导系数,与土壤的温度、湿度和孔隙率有关,一般在 1.16~2.32 之间,可取 1.74, W/(m·K); t_g 为土壤层温度,一般取管道中心埋放深度处的自然土壤层温度,℃; H 为埋管深度, m。

2.5.2 控制最大热损失算法

这种方法主要是在希望把管道表面热损失控制在某一值时使用,在计算中则转化为已知管道表面热损、管道表面单位热损或管道从内表面到外表面的温度降,求保温层厚度的计算。

对于露天敷设长距离热力管道,计算式如下

$$\left. \begin{aligned} \ln \frac{d_2}{d} &= 2\pi\lambda_1 \left(\frac{t_1 - t_2}{q} - R \right) \\ \delta_1 &= \frac{d_2 - d}{2} \end{aligned} \right\} \quad (7.8-3)$$

式中: q 为单位表面允许最大散热损失量(对季节运行,若管道外表面温度为 50℃ 时, $q=116\text{W/m}^2$; 管道外表面温度 100℃ 时, $q=163\text{W/m}^2$; 管道外表面温度 150℃ 时, $q=203\text{W/m}^2$ 。对常年运行,若管道外表面温度为 50℃ 时, $q=58\text{W/m}^2$; 为 100℃ 时, $q=93\text{W/m}^2$; 为 150℃ 时, $q=116\text{W/m}^2$), W/m^2 ; R 为圆管保温层到周围空气的放热热阻,与保温材料的材质和管径大小有关,可以查相关手册获得, $m^2 \cdot K/W$ 。

对于预先确定了管道表面最大允许散热损失时,其保温层的经济厚度可用下式计算

$$\delta_1 = 2.69 \frac{d^{1.2} \lambda_1^{-0.35} q_1^{0.73}}{1000 q_1^{0.6}} \quad (7.8-4)$$

对于预先确定管道长距离输送后的允许温度降,即已知管道始端水温 and 管道末端水温的温度时,可按下式计算其保温层厚度

当 $\frac{t_1 - t_2}{t_2 - t_a} < 2$ 时,

$$\left. \begin{aligned} \ln \frac{d_2}{d} &= 2\pi\lambda_1 \left[\frac{(t_m - t_a) L K_1}{G C (t_1 - t_2)} - R \right] \\ \delta_1 &= \frac{d_2 - d}{2} \end{aligned} \right\} \quad (7.8-5)$$

当 $\frac{t_1 - t_2}{t_2 - t_a} \geq 2$ 时,

$$\left. \begin{aligned} \ln \frac{d_2}{d} &= 2\pi\lambda_1 \left[\frac{(t_2 - t_a) L K_1}{G C (t_1 - t_a)} - R \right] \\ \delta_1 &= \frac{d_2 - d}{2} \end{aligned} \right\} \quad (7.8-6)$$

式中: G 为热流体热量, kJ/h ; C 为热流体平均比热, $\text{kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$; t_1 为热流体始端温度, $^{\circ}\text{C}$; t_2 为热流体末端温度, $^{\circ}\text{C}$; t_a 为周围空气温度, $^{\circ}\text{C}$; L 为管道输送长度, m ; t_m 为保温层平均温度, $^{\circ}\text{C}$; K_1 为管道支架局部保温修正系数(吊架:室内 1.10, 室外 1.15; 支架:室内 1.15, 室外 1.20); R 为管道保温层至周围空气的放热热阻,依管道材质和管径而不同,可以查相关工程手册, $m^2 \cdot K/W$ 。

对于直埋管,一般采取下面的公式(见图 7.8-6)

$$\frac{Q}{l} = \frac{\Delta t}{\left\{ \frac{\ln \frac{r_2}{r_1}}{\lambda_1} + \frac{\ln \frac{r_3}{r_2}}{\lambda_2} + \frac{\ln \frac{r_4}{r_3}}{\lambda_3} + \ln \left[\frac{H}{r_4} + \left(\frac{H}{r_4} - 1 \right)^{1/2} \right] \right\}} \quad (7.8-7)$$

式中: Q/l 为管的单位长度热损失 (Q 为总热损失, W ; l 为管长, m); Δt 为管内流体温度与土壤表面温度的设计温差, $^{\circ}\text{C}$; H 为埋管深度(管中埋深), m ; r_1 为直埋管道内半径, m ; r_2 为直埋管道外半径, m ; r_3 为直埋管主保温层外半径, m ; r_4 为直埋管保护层外半径, m ; λ_1 为直埋管管道热导率, $W/(m \cdot K)$; λ_2 为直埋管保温层热导率, $W/(m \cdot K)$; λ_3 为直埋管保护层热导率, $W/(m \cdot K)$; λ_4 为直埋管所埋土壤的热导率, $W/(m \cdot K)$ 。

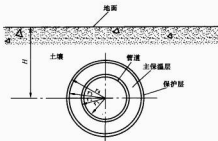


图 7.8-6 直埋管道示意

3 地热电站调节

3.1 地热电站调节方式

根据地热电站的特点,它最适宜于带基本负荷。因为地热电站生产成本低,能取得最佳的经济效益;同时,生产井离开电站很远,要关闭或开启生产井来调节蒸汽的流量以适应负荷变化,显然不能很快实现。因此对地热电站运行的最好方法是使它生产事先分配好的合适而均衡的负荷。另一方面,地热井在长期生产后,一般工质参数趋于下降。因此地热汽轮机设计时应具有一定的过负荷能力,即具有一定的功率储备。例如,我国青岛汽轮机厂为西藏羊八井地热电站设计的两级进汽、单缸混压式汽轮机时,在蒸汽参数为额定值而调节汽阀为全开时,汽轮机组功率约为额定功率的 120%,而在正常运行时,调节汽阀将略微关闭一些,机组发出稳定的额定功率 3MW;当电网频率下降,需要地热电站作出反应时,可将节流汽阀全开,利用汽轮机的储备功率,使地热机组发出最高出力,以响应电网的需求。当地热井长期运行而参数下降后,汽轮机将在低参数下运行,此时亦可调节汽阀全开,使机组在低参数下仍有可能发出额定出力。

当遇到负荷突然被切断,出现汽轮机甩负荷时,汽轮机的调节汽阀将会关闭,从而在调节汽阀前面的汽压就会上升。此时安全阀必须动作,排出生产井生产而未被用的多余蒸汽。把汽压限制在安全值之下。电站内一部分机组撤出运行时也是如此,多余的蒸汽必须由安全阀,或通过手控的排气阀放掉,直到地热井的蒸汽被截断为止。如果停机时间不长,也可不必关闭井,而把未用的蒸汽排掉,这样虽然会浪费一些蒸汽,但可避免重新开井所带来的许多不便,尤其是对那些关掉之后不能自己重开,而必须诱导流出的井。

3.2 地热电站调节系统

地热电站调节系统可采用常规汽轮机的调节系统,液动或电动调节可按具体情况选用。按常规的调节系统的要求,当汽轮机转速上升或下降时,能自动关小或开大调节汽阀保持负荷的平衡和转速的稳定。

对于两级闪蒸的汽轮机来说,每个闪蒸蒸汽由一个调节汽阀控制。在自动调节时,两个调节汽阀需同时动作,分别控制两级的闪蒸蒸汽。设计时要注意到两个调节汽阀的特性,能使进入汽轮机中间级的第二级闪蒸蒸汽与该级的压力相匹配。

用于水蒸汽汽轮机的调节系统,汽阀是庞大的。汽阀的执行机构需要较大的开启力,阀门开启力随机组功率增大而增加,必要时还可考虑附加升压泵来提高工作液体的压力。

同常规汽轮机一样,调节系统中的超速保护系统是在汽轮机转速超至额定转速的10%~12%时,危急保安装置动作,迅速关闭主汽阀和调节汽阀,切断进入汽轮机的蒸汽,紧急停机。但是还应考虑到地热发电热力系统及设备的特点,采取有效措施防止机组超速事故及系统其他事故。例如,采取汽轮机采用大型阀门严密性较差,要防范关闭后蒸汽漏入汽轮机内部继续做功。较简单和实用的办法,可在闪蒸管路和汽轮机排汽管路中装设排大气安全阀,与危急保安装置连锁一起。同前动作,打开排大气安全阀与大气连通,破坏闪蒸器的闪蒸真空以及破坏汽轮机凝汽器的真空,使汽轮机内的蒸汽失去做功能力,从而避免汽轮机紧急停机时超速的危险。

3.3 地热电站调节系统有关部件的特点

常规汽轮机的调节系统有关部件基本上可用于低沸点工质汽轮机。

但对于以水为工质的低温低压汽轮机,其容积流量很大,设备和阀门的体积庞大,运行中蒸汽品质亦较差,会使阀门杆腐蚀或结垢,造成阀门难于调节。为了运行灵活可靠,阀门结构应力求简单,特别是调节汽阀和主汽阀。

调节汽阀虽然可以采用流量特性较好的成组滑阀,但实际上对流量特性无较高的要求,故实用上多采用结构紧凑对恶劣环境适应性较好的蝶阀形式。蝶阀阀门严密性较差,流量特性也不好,但在接近全开状态时阻力较小,阀杆的转动较为灵活,易于调节,对提高运行的经济性和安全性都有利。

汽阀体积也庞大,在机组启动时开启的提升力很大,可以采用提升力较小的双座阀门或蝶阀,此时阀门严密性下降,但可在危急保安系统中采取相应的安全措施来弥补。还可以在蒸汽管道中增加启动专用的旁路阀,使利于机组启动。

4 地热电站的防腐防垢

地热发电工程中,腐蚀和结垢是常见问题,严重影响工程的质量,增加工程的维护或是维修成本,缩短管道和设备的使用寿命,严重者导致工程事故。因此,近年来,各种地热工程项目,尤其是地热发电,对于腐蚀和防垢的重视程度,已经越来越高。

4.1 地热腐蚀原理

对于地热发电,大部分的管材或是设备的材质都是金属,因此地热腐蚀的主要对象就是金属。地热流体对金属的腐蚀主要分为两类,一类是化学腐蚀,另一类是电化学腐蚀。

4.1.1 化学腐蚀

化学腐蚀,是指金属表面与非电解质直接发生化学反应所造成的破坏。与电化学腐蚀最大的不同就是没有电流的产生,其原理因参与化学反应的成分和化学反应的条件复杂性,因反应而异。主要有:气体腐蚀,即金属在温度很高的干燥气体中发生的腐蚀;在非电解质液中的腐蚀,即金属在不导电液体中发生的腐蚀。

4.1.2 电化学腐蚀

电化学腐蚀,是指金属表面与电解质发生电化学反应所造成的破坏。相对于化学腐蚀,最大的不同是有电流产生。主要有:大气腐蚀,即金属在潮湿空气中发生的腐蚀;土壤腐蚀,即金属在埋入地下,与土壤发生的腐蚀。在电解质溶液中的腐蚀,管道中的地热流体对管壁的腐蚀,就属于该种

腐蚀。

因为电化学反应在地热工程中的常见性,下面重点介绍一下其原理。金属的晶格是整齐排列的金属正离子及在其间流动着的电子所组成。当金属浸入电解质溶液中时,金属表面的金属原子由于极性水分子的作用,而发生水化。

水化后,会产生两种情况:

(1) 如果水产生的水化能强到足以克服金属晶格中金属离子与电子的结合力,则金属离子将从金属表面进入溶液而成为水合离子。此时,由于金属表面遗留过量的过剩电子而带负电荷,溶液则带正电荷。金属也就成为负电性金属。

(2) 如果水化产生的水化能不足以克服金属离子与电子间的引力,则金属表面可能会从溶液中吸附一部分正离子。金属表面带正电,与金属接触的液层由于残存大量负离子聚集,而溶液带负电。金属成为正电性金属。

当整个动态过程趋于稳定时,金属便可维持在一个稳定的电位上,称为腐蚀电位。它与金属本身的性质、电解质溶液的成分、浓度、温度、流速等因素有关。通过对金属进行对比试验,可以比较它们在特定溶液中被腐蚀的程度,从而列出其腐蚀电位的排序。因为存在腐蚀电位势,所以当两种不同电位的金属放在同一溶液中时,会产生原电池作用,即两种电位不同的金属,在相连的条件下,接入某种特定电解质溶液,所产生电子迁移的现象,如果通过仪器(电流表)来检测,可以看出相连的金属之间有电流通过,两种金属成为原电池的两极。其中,进行氧化反应的一极为阳极,进行还原反应的一极为阴极。综上所述,一个腐蚀电池的组成必须有:阴极、阳极、电解质溶液和电路,腐蚀主要作用在充当阳极的金属和其附近区域。

4.2 地热流体主要腐蚀成分

常见的存在于地热流体中的腐蚀性化学物质主要有以下几种。

4.2.1 氢离子(pH值)

其腐蚀对象为碳钢和低合金钢,当pH值低于7时,总腐蚀率随着pH值的降低而急剧增加,同时,低pH值可能破坏合金的钝性,局部钝性破坏会导致更严重的腐蚀形式,如麻点和缝隙腐蚀及应力裂纹等。

4.2.2 氟化物

其腐蚀对象为许多金属的钝性保护膜,如果钝性保护膜受到局部破坏,其局部腐蚀会造成麻点和缝隙腐蚀或者应力腐蚀裂纹。均匀腐蚀速率也会随氟化物浓度的增加而提高。地下水中含有的阴离子主要是氟离子,其半径小,吸附性强,不易水合,对腐蚀反应有催化作用,且有很强的电迁移能力。此外,氟离子含量高意味着矿化度高,综合来看,这些不利因素都会导致地热水的腐蚀性,促进电化学电路的构成和传递腐蚀电流的能力。

4.2.3 硫化氢

其腐蚀对象为铁、铜、钢、镀锌管。地热发电中,含有硫化氢的高温流体会强烈腐蚀某些铜合金和镍铜合金。如果高温地热流体渗入空气,硫化氢的氧化会增加地热水的酸度。

4.2.4 二氧化碳

其腐蚀对象主要为金属和混凝土。在有氧共存时,对钢铁的腐蚀强烈。对于混凝土,二氧化碳主要作用是降低混凝土中钢筋附近的pH值,破坏钝化膜,加速钢筋腐蚀。地热流体和工艺过程的pH值在很大程度上受控于CO₂的含量。

4.2.5 氧

其腐蚀对象主要为铜合金，还可加速碳钢的均匀腐蚀。在地热应用中，不利于阀门中的铜材。

4.2.6 硫酸盐

其在地大部分地热流体中，腐蚀作用不大，在氯离子浓度较低的地热水中，才会产生腐蚀。此外，其对水泥有侵蚀作用。

4.2.7 氧

氧是地热水中最重要的腐蚀性物质，它是受腐蚀金属所给出的电子的接受体。地热水中原有的溶解氧并不多，但是如果地热应用系统中有氧渗入，就会大大增加金属局部腐蚀的机会。

除了上述多种化学物质外，固体沉淀也会影响金属的腐蚀速率。液相组分在溶液或设备表面上的沉淀能够影响腐蚀速率和引起剥蚀。

4.3 地热防腐措施

狭义的地热防腐措施，就是指在地热工程中，为了应对可能出现的腐蚀现象，而进行的一系列具体的措施，而广义的地热防腐措施，则包括更多，系统设计时选材的防腐考虑和水质分析，运行时操作的防腐策略等，都是围绕如何能够最大限度地减小腐蚀的破坏性这一出发点。

防腐措施，应该是“因地制宜、有的放矢”，其基本原则为：

(1) 可行性，所有措施要贴合工程实际，简便可行，使用寿命长。

(2) 环保性，防腐措施不能在达到防腐效果的同时，对环境造成负面伤害（例如，涂料或缓蚀化学药品）。

(3) 经济性，所用措施成本低。

对于地热发电系统，一般有三种基本腐蚀工程设计方案：

(1) 整体系统采用耐腐蚀材料。

(2) 整体系统密封，防止空气（其中含氧气）渗入，或加入除氧剂，而管道涂敷防腐层。

(3) 采用双工质循环，利用热交换器，使地热水循环流程减小，减少被腐蚀管道和元件的数量。

三种方案在实际应用中，往往是相互组合渗透使用的，此处为了对比，只是以独立的形式出现。方案一是最为理想的，系统整体可靠性高，维护费用低，缺点是成本过高。第二种方案是目前较多工程中所采用的，密封加除氧剂这样的组合来进行缓蚀，如果 pH 值在 8 以上，就可以用碳钢来制作换热设备，配以防蚀涂料等辅助措施，可以达到很好的防腐效果。缺点是添加除氧剂这样的防腐体系比较脆弱；除氧剂添加设备操作复杂，成本高，且一旦出现故障，防腐效果很快退化，碳钢管道和设备极易损坏。第三种方案相对前两种，主要是从与地热水接触的流量尽可能小这样的出发点来设计，所以本质上简便可行，配合其他防腐措施使用，可以达到较好的防腐效果，但对于换热器的防腐要求较高，其换热效果直接影响到发电效率。

除了整体方案，应对局部腐蚀的措施也极其重要。相对全面腐蚀，局部腐蚀的危害往往更大。下面列举常见的局部腐蚀类型和应对措施。

4.3.1 孔蚀

孔蚀主要出现在含有氯离子的介质中，腐蚀对象是具有自钝化特性的金属和合金，或是表面氧化后有孔隙的碳钢。该种腐蚀除了氯离子和被腐蚀对象这两点先决条件外，地热

流体流速和被腐蚀对象的表面状态也会影响孔蚀效果。

常用的应对方法有：

(1) 选用耐孔蚀的合金材料，或者对设备进行钝化处理。

(2) 尽量除去介质中氯离子和溴离子的含量。

(3) 对整个系统加入缓蚀剂，或是尽量排除系统中的氧气。

4.3.2 缝隙腐蚀

缝隙腐蚀主要出现在金属与非金属或金属与金属之间的微小缝隙中（缝隙宽度为 0.025~0.1mm，大于 0.3mm 通常就不会产生该种腐蚀），由于缝隙内的介质流动性急剧降低，在缝隙处产生滞流，加速了缝内金属的腐蚀。此外，高氯离子浓度、高氧溶解度和高温都会加速该种腐蚀。

常用应对方法有：

(1) 设备设计时尽量避免缝隙的产生，如不能避免，宜采用一些补救措施，如用黏胶剂填充。

(2) 垫圈等不宜采用吸湿材质，如石棉、纸质和纤维类等，而应采用不透性材质，如橡胶、聚四氟乙烯等。

(3) 设备停运时，如果有残余流体停滞，配合空气渗入会加速腐蚀。因此应排净水路，或是使管道充满液体，阻止氧气渗入。

4.3.3 应力腐蚀破裂

应力腐蚀破裂，指金属在应力与腐蚀作用联合作用下引起的破坏，其中的应力是指金属在冶炼或是设备制造过程中的残余内应力。该种腐蚀的特点：

(1) 不可预料性，从初期的微小裂纹到可见的裂纹，破坏速度快，突发性强。

(2) 针对性强，对于某种特定金属，发生该种腐蚀只是针对某种特定地热流体，而不是普遍发生。

常用的应对方法：

(1) 选材时要合理，特别是针对地热流体的特性选材。

(2) 尽量削弱设备中的残余应力。

(3) 降低地热流体中氧、氯化物和硫化氢等含量。

(4) 采用阴极保护法。

4.3.4 电偶腐蚀

电偶腐蚀，指由于腐蚀电位的不同，不同金属在同一介质中接触，形成电偶电池。担当阳极的金属加速腐蚀，而担当阴极的金属得到保护。通常影响该种腐蚀的因素有：

(1) 电偶对中间阴极面积与阳极面积的相对大小，该比值越大，阳极腐蚀越快。

(2) 介质电导率，对于海水、地热卤水这样的高电导率介质，由于两电极之间电阻相对小，电偶电流可分散到高接触点较远的阳极表面，阳极腐蚀比较分散、均匀。对于软水或是大气这样的低电导率介质，两电偶之间电阻大，腐蚀集中，局部腐蚀加重。

常用的应对方法有：

(1) 设计阶段，尽量避免金属电偶对的产生，不能避免时，考虑应用相近电位的金属对，且对接触面尽量采取绝缘措施。

(2) 避免电偶对中，阴极面积与阳极面积的比值过大。

此外，脱成分腐蚀（亦称选择性腐蚀）、氢脆和磨蚀等，亦是重要的局部腐蚀类型，应对方法也大多是从选材、控制地热流体成分、控制流速和控制渗氧等方法入手。

4.4 地热除垢垢垢措施

对于地热发电，热水管道和汽水分离设备等地面设备、

生产井和回灌井一般都会发生结垢的情况,如闪蒸区附近产生钙垢,回灌井附近产生硅垢。无论哪种结垢都会对地热工程的日常运作产生极大影响。因此,有效的除垢和防垢措施是必不可少的。

除垢是针对已经形成的结垢的一种措施,按照对应设备的不同,有不同的方法。

4.4.1 地面设备

(1) 喷射清洗法,也称水力破碎法,用高压水泵把 3~10MPa 或更高的高压水打入水垢,破碎结垢层。缺点是对硬质水垢无效,冲击范围有限。

(2) 球弹清洗法,在结垢的管道内,用带压水把球弹送入管内,向前移动,利用冲击,将垢用物理法除去。缺点:对适用条件有要求,有流量计和遮断阀的管道不能使用,对于有闸阀或球阀,要求全开;对施工精度要求较高。这种方法常见于国外设备,如日本大沼电站。

(3) 化学清洗法,应用 HCl 和 HF 等酸类把垢溶解除去,为了防止该类试剂同时造成设备腐蚀,须加入缓蚀剂共同使用。此法实施前,先要对工况有较细致的了解,包括设备内的结构情况和垢层厚度,再经过试验,掌握除垢时间。到正式清洗时,先封闭整套设备,只从唯一的入口用泵注入缓蚀清洗液,再关闭入口,让清洗液密闭停留在被清洗的设备内,然后在达到预定时间后,排出全部液体,用清水清洗内部即可。缺点是对大管径及长的管道,需要大量清洗液,较不经济。

4.4.2 回灌井和生产井

(1) 机械除垢法,即用轻型钻机并配专用钻头,对井管进行定期清垢。缺点是,每次作业都要搬入钻机,耽误生产井运行,费用高。我国羊八井地热井的除垢,试制空心机械通井器,可以保证在不影响生产井工作的情况下连续除垢。

(2) 水压破碎法,与地上设备采用的水力清洗法基本相同。

(3) 化学清洗法,主要分为两种,一种针对钙垢,一种针对硅垢。因井内结有钙垢而停止喷出的生产井,采用 HCl,但须考虑:高温工况下,须加入缓蚀剂;此外,CaCO₃ 与酸反应生成大量气体,这些气体的排出问题。因回灌井四周附着 SiO₂ 而无法透水的井,通常使用 HF、NaOH 等药品,同样地,该种化学清洗法也要考虑缓蚀剂的成分。

以上的防垢措施,实际上都是事后补救措施。如果能防患于未然,即使是一定程度上减弱结垢趋势,那也会带来很好的经济效益。目前在地热发电工程中,防垢方法很多,但如何综合应用以达到兼顾实际效果和经济可行这样一个目标,还处在探索阶段。地热发电站主要出现在生产井、回灌井及回灌管道等部位,主要垢质还是 CaCO₃、SiO₂。

4.4.3 生产井防止 CaCO₃ 附着的方法

(1) 化学法,为了防止在生产井闪蒸点附近产生 CaCO₃ 垢,向井内注入药品是工程中最常用的方法。化学药品主要分为两类:酸性溶液,其投放目的是降低水的 pH,使 CaCO₃ 不易沉淀。缺点是投放量一般太大,而且对管材有腐蚀性;有机化合物和聚合物,由于很多聚合物兼有阻垢剂和缓蚀剂的功能,因此得到大力推广。目前,世界上很多化学试剂公司已经推出了自己成熟的产品,具体参阅这些公司的网站。

(2) 增压法,采用深井泵或是潜水泵输送井中地热流体,使其在系统中保持足够的压力以使地热流体的饱和温度高于流体的实际温度,从而使流体在井内总是处于未饱和的状态,避免汽化和汽液共存现象,使 CaCO₃ 垢尽可能少。

4.4.4 回灌热水管道和回灌井防止 SiO₂ 垢的方法

(1) 滞留槽法,此法是将热水在回灌地面前,置滞留槽内保持其温度在 0.5~1h 之间,通过滞留减少过饱和 SiO₂ 的浓度,使垢的附着量减少。依据日本八丁原地热电站的试验数据,从滞留槽入口到出口的滞留时间约 1h,垢附着量减轻明显。

(2) 浮上分离法,此法基本原理是在地热水中,加入铝,使其与 SiO₂ 的结合物用浮上分离法去除。为此,工程人员特别设计了浮上分离装置系统,该装置在日本大沼电站得到应用,现阶段限制该工程推广的主要原因还是成本问题。

(3) 高温回灌法,影响地热水中析出 SiO₂ 垢速度的条件是:硅酸浓度、热水温度、pH 值、盐浓度等。如果热水中的硅酸浓度、pH 值等条件一定,则垢的附着量主要由热水温度控制,即垢质 SiO₂ 的溶解度显示出对温度的依赖性。因此保持地热水高温,可以防止硅酸过饱和的发生,可以有效减少 SiO₂ 垢的析出。

除了上面提到的防垢方法,还有磁法阻垢、载体除垢、静电除垢等方法,通常在实际工程中会因地热水质、地热水温和经济等因素,而考虑多种方法综合使用。

5 地热电站的环境保护

地热流体温度高,成分复杂,其中相当多的组分在超过一定浓度或积累的含量时,对大气环境、水环境及土壤环境会造成污染,并会造成地面沉降与地震诱发,如不加以控制,将对人类和生物带来一定程度的危害。

一些开发历史较早的地区和国家,早已注意到在开发利用地热流体的同时,积极开展环境监测与保护的研究,提出一些相应的对策。目前在发达国家中,多采用深层回灌技术,将尾水返回热储层,这样不仅可以减少环境污染,还能有效防止地面沉降,延长地热能寿命,成为地热开发中不可缺少的一部分。我国也将回灌作为对环境保护的重要途径正着手深入研究。但由于经济和技术原因,回灌技术目前在国内还没有大量推广。

5.1 典型地热田的开发效应

在地热开发过程中,由于热储质量过量开采,必然会导致地热田压力衰减和地面的沉降。由于开发过程中热储质量的动态变化不均匀导致地面的形变也不均匀,这种不均匀可能会导致热储上覆地层遭受破坏,比如热储盖层的破裂、局部塌陷或地表热泄漏,严重甚至产生水热爆炸等现象,给周围地热电站及其建筑的安全带来隐患。基于早期地热田的开发经验,总结得出:地热田开发应该分段进行,而在下一个阶段开始之前,必须对前一阶段的开发效应进行仔细的研究。下面重点介绍几个典型地热田在开发过程中所出现的开发效应。

5.1.1 新西兰怀拉基 (Wairakei) 地热田

新西兰怀拉基地热田是世界上第一个开发的高温湿蒸汽地热田,1949 年开始勘探试钻,1958 年开始地热发电。由于长期的开发历史,研究也较深入,50 年来地条件下条件发生了实质性的变化。

地热田的压力在项目的开发和持续期间出现了显著的下降。高压井最初的生产压力超过 1400kPa,项目实施后的 23 年内压力损失约 38%,几乎所有的压力损失都发生在第一台机组投入运行之后。随着时间的推移,压力基本接近稳定值,降幅不大。图 7-8-7 表示压力衰减速率与流体流量之间

的关系,从图 7.8-7 中可以看出,当流体流量增加,压力立即下降,而当流量在相当长时间内基本恒定时,压力也趋于稳定。怀拉基地热田经过 26 年运行,至 1985 年不但地表间歇喷泉消失,资源参数明显下降,而且发生较大幅度的地面垂直运动。



图 7.8-7 新西兰怀拉基地热田流体流量与压力的关系

应当指出的是,怀拉基地热田对抽出的地热流体从来也没有进行回灌,因此导致另一个结果就是地面出现了重大的沉降。地热田内的地面具有强烈的垂直方向和水平方向运动,最大沉降速率每年大约 0.37m,1964~1974 年的十年期间,地面标高的最大总沉降超过 4.5m,下沉中心虽远离地热井,但距蒸汽管线却不超过 500m,造成上述情况的原因是由于压力下降和抽出大量地热流体,致使泥岩层发生下弯。地面运动导致的结果是生产井和电站之间出现一个碟形凹地。地面运动曾经给蒸汽管线带来可以预见到的麻烦,但尚未影响到电厂的正常运行。因此,地热电站建设之前,考虑地面运动的可能发生是一项重要的内容。

上述两个方面的研究也表明:盲目增加地热田产量是不可取的,原因是产量的任何实质性的增加,将会导致温度、压力和井孔流量的进一步衰减,虽然增加新生产井也可能获得一定数量的资源,但只能是短期效应的。

5.1.2 意大利拉德瑞罗 (Larderello) 地热田

意大利拉德瑞罗属于蒸汽型地热田,是世界上第一座地热电站的诞生地,和怀拉基一样,地热田自从开发以来也发生了实质性的变化。在开发过程中,虽然没有测过岩层的温度和压力,但地热田的性质决定了岩层条件的变化可以直接从生产井口测量或推测得出。

图 7.8-8 是地热田经过长期抽取的一个典型生产井流体产量、井口压力和温度三者的综合变化曲线。对于小量开发地区,一口地热井的产量可以在 10 年内保持基本恒定。拉德瑞罗一口蒸汽井的寿命估计在 20 年左右,但有些井在经历了 30 年的生产期仍在输送热流体,不过产量大大减少。

5.1.3 西藏羊八井地热田

羊八井地热田属于湿蒸汽热水型的地热田,是我国规模最大的地热电站所在地。随着地热发电量的逐年增加,热储质量亏损和地面形变等开发效应已越来越明显。1983 年以来,为掌握地热田开发过程中出现的动态变化,建立了由 32 个监测点组合而成的地面动态监测网。从监测区的总体情况看,热储质量的亏损和地面形变都是不均匀的。

地面沉降的形成主要是由于含水层的疏干而导致的,在羊八井地热田由于大规模开采地下水,已经形成了地面沉降,并带来了严重的危害。1992 年由于地面不均匀沉降的发生,导致羊八井二厂厂房裂缝,3.15kW 开关室西侧约 300m² 地面出现大量热流体渗透现象,开关室内蒸汽弥漫,温度高达 70℃,二厂的正常生产被迫中断,为此自治区人

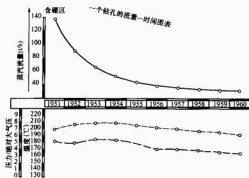


图 7.8-8 意大利拉德瑞罗地热生产井产量特性曲线

—○— 蒸汽流量 (t/h); —●— 温度 (°C);
—○— 压力/绝对大气压

民政府组织各方专家进行论证,研究对策,采取水文、工程、地球物理等手段勘察,初步掌握了引起地下水渗透原因,以及造成地面沉降、厂房裂缝的症结所在通过工程措施向沉降裂缝注入大量水泥浆,封堵热流体渗透通道,抢险工程历时近 2 个月,最后恢复了二厂的正常运行发电。

据近年来羊八井地热田的统计资料,几年的高强度开采整个地热田地下水位下降达 10m 以上,深部承压水水头也明显下降,含水层的疏干现象明显,而热田的天然补给量又十分有限,导致地面沉降最大已达 260mm,而且沉降是不均匀进行的,对地面建筑潜在威胁巨大。真正要从根源上对地面沉降达到治理的目的,合理的办法只有采取回灌措施,使开采量与补给量及回灌量之间达到动态平衡,防止含水层进一步被疏干,灌浆填隙的办法只是治标不治本的应急措施。目前羊八井、曲曲都已将回灌工程纳入了下一步开发的规划之中,地面沉降现象将得到抑制。

除地面沉降外,羊八井地热田还出现一个显著的开发效应就是地热流体抽取后地表热显示几乎全部消失。1975 年很多热水沼泽、热水塘、放热地面、冒汽地面、沸泉群、沸泥塘、喷气孔显示在地热田各处,随着电站的运行,高温地表显示逐渐衰减,直至消失。表 7.8-2 为羊八井地热田开发前后主要显示类型动态变化对比。

表 7.8-2 羊八井地热田开发前后主要显示类型动态变化对比

显示类型	冒汽地面 (沸点以上) (m²)	冒汽地面 (低于沸点) (m²)	热水 地面 (m²)	热水 塘泽 (m²)	热水 温度 (°C)	热水 流量 (L/s)
观测时间						
1975 年	6950	58 690	311 430	74 050	45	33.3
1984 年	290	2500	21 000	35 000	15	0.6
1991 年	0	0	0	3000	水位下降 8m	无

5.2 地热电站对环境的影响

和其他大工业生产一样,地热开发工程也同样会引起环境问题。不仅地热流体本身在某个环节向外界泄漏,引起自然环境污染,而且像井场钻井以及电站厂房地基的开挖、道路修建等活动也都可以改变环境、破坏植被、引起砂石和灰土扩散以及噪声等。地热引起的环境问题的特点是贯穿于地热开发利用的整个过程,如果预先对可能引起污染的各个环节和污染物加以分析,并制定防止污染的措施,那么地热污

染问题是可以控制和解决的。

5.2.1 地热流体化学成分

地热流体中通常含有以下一些化学成分：氯化物、钠、钙、镁、铝、铁、溴化物、锰、锂、铷、铯、氟化物、碘、铜、砷、汞、硫、硅、氢和二氧化碳等。若随意排放含有这些成分的地热流体，会污染土地、饮水和灌溉水源，危及农业生产和居民身体健康。

地热流体也会携带一些放射性元素，一般含量并不多，铀和钍是其中最重要的成分。地热流体所含的不凝气体是很重要的，主要为二氧化碳和硫化氢。不凝气体富集于蒸汽器的抽汽区，从那里抽出排入大气。噪声主要是由钻机或在生产并放喷无消音器时产生或在测量时产生。

从物质形态上来说，地热的污染物可以是固态、液态、气体以及噪声。固态污染物是呈现在地热蒸汽除硫的净化过程或者在生产井及井口附近管道内的结垢。如果这些废物任意弃置于地面，那么雨水有可能将其有害成分冲入地下。地热废水可引起河流污染，因此，许多国家通过立法限制废水排放及其有害成分的浓度。对于气态污染物，如二氧化硫、硫化氢的排放量也应加以限制。对于偏远地区，排入大气后可能其浓度不高，有可能是允许的。在羊八井地热电站，经测定厂房内的硫化氢浓度符合国家卫生标准，其主要措施是将汽轮机前后汽封的漏汽接入抽气系统抽出，而不漏入机房内。机房外蒸汽平台附近硫化氢的浓度也没超过国家标准。

5.2.2 对空气的影响

在开发地热的过程中，地热流体中所含的各种气体和悬浮物将排入大气中，对周围环境造成影响。对环境影响较大的气体主要有硫化氢（ H_2S ）、二氧化碳（ CO_2 ）。 H_2S 气体对人体危害较大，浓度低时能麻痹人的嗅觉神经，浓度高时可使入窒息而死亡。 CO_2 也有一定的窒息作用，最主要的是对气候的温室效应。

(1) H_2S 污染。在地热电站， H_2S 浓度高的地方是气体喷射排放点，所以应将排放点置于高处，高温排放气体时产生的浮力也能使 H_2S 广泛地散开。随着今后地热开发规模的扩大，更需要注意这些问题。据计算，如不采取措施，1975 年盖瑟斯（Geysers）地热田排出的 H_2S 每天可达 28t 以上。当 15 个机组投入运行时，将增至每天 50t。据测定，西藏羊八井 1MW 机厂房内，当机组启动运行时，空气中的 H_2S 含量超过 10mg/L，对人体是有害的。表 7.8-3 列出典型地热田 H_2S 的排放量。

表 7.8-3 典型地热田中 H_2S 的排放量

地热田	年份	额定功率 (MW)	g/kWh	t/(100MW·y)	t/d
拉德福罗	1977	365	7.6	6700	67
塞罗普雷托	1984	180	4.5	3900	19
盖瑟斯	1974	396	2.3	2000	22
盖瑟斯	1984	1190	0.2	200	6
怀拉基	1975	192	0.5	500	2

(2) CO_2 排放。它是不凝气体中的主要成分，含量一般高达 80%~95%。 CO_2 作为大气的成分之一，通常不认为是一种污染。火电厂的 CO_2 排放一般比规模相同的地热电站大，但也有例外，如意大利蒙特·阿米阿特（Monte Amiata）地热电站排放的 CO_2 就高得多。一般说来，一个 100 万 kW 的地热电站每天要排出大约 860t CO_2 。

5.2.3 对水体的影响

地热废水往往含有较多的硼（B）、砷（As）、氟（F）、汞（Hg）等。地热废水被排放到河流中可能造成水污染。对蒸汽为主的地热田，水污染问题小一些，主要是因为热水的含量少，而面对以热水为主的地热田要避免水污染就困难得多。地热水中含有种有害盐类、贵金属、悬浮颗粒、溶解气体和硅聚合物等。

据西藏地热地质大队测定羊八井地热水中砷的最高含量为 3.5mg/L，较国内饮水卫生标准高 175 倍； H_2S 的含量为 15.6mg/L，0.82、1.32mg/L，与我国饮水卫生标准相比 As 仍超标 9 倍、F 略超标。但随着羊八井电站规模扩大，排放有害物质还会增加，所以必须采取有效的回灌措施。

地热开发主要带来的水体污染包括地表水污染和地下水含水层。地表水污染的危险性已经阻碍了美国对热水型地热田的开发。而这类地热田的开发在别处都取得了成功，特别是在新西兰的怀拉基和墨西哥的塞罗普雷托，都把用过的废水排入地表溪流中。地下水含水层的破坏直接导致的是居民引用水源的破坏，地热流体进入地下水的后果可能是灾难性的，因为这种污染很可能是无法弥补的。

5.2.4 热污染

地热田向大气和水体排放大量热可能造成问题，如怀拉基附近高速公路上由于地热蒸汽的排放造成雾气危及交通安全。大量地热废水排放到怀卡脱河使河水温度平均升高 1.5℃ 和在最低流量时上升 6℃。就目前而言，热污染带来的问题并不太大，不会引起气候的变化，但会给周围的生物的存在环境带来一定的变化。

目前我国的地热资源大多以单一利用为主，当热能利用后，尾水温度仍很高。在我国西藏羊八井地热田，由于发电后的尾水温度高达 70~80℃，自 1978 年开始开采，到 1992 年，地热电站二分厂附近约 2000m² 的地面，温度升至 40~90℃。因此，最好解决热污染的方法就是提高地热水的利用效率，采用梯级综合利用，降低排放水温度。

5.2.5 噪声污染

如果没有人身保护，地热开发可以引起近距离内难以忍受的噪声污染，特别是用压缩空气洗井钻机和大量蒸汽井喷时更是如此。与空气和水的污染不同，噪声污染只是在它发生时和直接靠近污染源的地方才有。在钻探过程中，各种机械噪声高达 90dB，干热田钻井的噪声可能达 80dB（相当于喷气式飞机起飞的水平），这对居民区和钻井员的身体造成影响。另外地热井放喷时其噪声值可达 120dB 以上。虽然时间较短，但其声强也使人的耳朵受到伤害，使野生动物和家禽受到影响。

5.3 地热污染的防治措施

5.3.1 制定有关的法规

世界各国在这方面都越来越重视，制定有关的法规，以规范地热开发活动，对新的地热工程项目要求提交影响评价报告，建立监测计划以观测地热开发过程中所有的可能的环境效应。美国环境保护局（EPA）对地热污染控制方面形成了法律条文，严格禁止向地表环境排放地热水，地热公司如果没有严格的环境保护措施，将不得进行地热电站建设和运转。地热勘探开发之前必须要有环境与经济影响评估报告。其他国家如菲律宾、日本、新西兰、德国、冰岛、意大利等

都有相应的一系列法规来约束和减小地热开发对环境的影响。

目前我国在地热资源勘探和开发过程中意识仍十分薄弱,对于每个地热开发项目没有严格的执行环境质量的评估。虽然在我国《地热资源开发利用管理条例》第五章第二十四条规定:“在制定地热开发利用规划时,必须包括对开发利用后所产生的环境影响进行评价和预测,并提出防治和解决措施,否则计划主管部门不予批准”。但实际上各地政府的有关部门没有具体的监督措施,因此当务之急是加强环保意识的同时,建立权威的监督机构。

5.3.2 地热尾水回灌

过去,很多地热田不实行回灌,已经带来了地面沉降以及污染等问题,现在各国也都非常重视地热田尾水的回灌,如美国的盖瑟斯,萨尔瓦多的阿瓦查潘,菲律宾的马克班和日本的大岳、八丁原、葛根田等地热田。回灌对热水为主与热水型地热田困难最大,因为要回灌处理的废热水数量大。在评价回灌方案时要考虑回灌水的数量、温度和化学成分。实践证明,回灌废热水以保持热储层的压力和总开采量并不困难,重要的是不要因回灌温度较低的水而降低生产井的温度。从利用上说,保持开采流体的温度比保持压力或流量更为重要。

5.3.3 H_2S 处理

前面已讲述,空气中 H_2S 过高,将给人类带来较为严重的后果,因此去除 H_2S 的工作显得非常重要。去除 H_2S 的方法有很多,美国环境保护局曾介绍过 11 种,这里重点将几种方法。

(1) 斯特列特弗德硫磺回收法。地热电站排出气体中的 H_2S ,用重碳酸钠、钒酸钠等吸收,又经催化液吸收,在空气中氧化,最终使 H_2S 转变为硫化以回收。 H_2S 的去除率在 99% 以上,回收的硫磺为制造硫酸的原料。

(2) 燃烧法。在早朝的得克萨斯地热电站,排出的气体中除 H_2S 之外,还含有可燃性 CH_4 、 H_2 等,使这些气体燃烧, H_2S 转变为 SO_2 ,再用冷却水吸收。

(3) 过氧化物氧化法。用 H_2O_2 氧化溶于冷却水中的 H_2S ,触媒用的是聚合铁,最后从液相中过滤出胶态硫。该法的难点是把胶态硫作为渣,处理费用和 H_2O_2 的费用很高。

(4) 硫酸铜法。用硫酸铜将蒸汽中的 H_2S 转变为硫化铜,达到回收的目的,硫化铜再经空气氧化,生成 H_2SO_4 和铜。 H_2SO_4 可作他用。

5.3.4 热污染和噪声的控制

除了进行回灌之外,大力推广地热资源的梯级开发利用,尽可能降低地热尾水的排放温度,是以提高地热资源的利用率和防止热污染最好的方法。

噪声控制主要是对地热钻探和地热放喷两个时段,钻探要求钻井戴防耳罩,蒸汽井噪声主要是通过安装消音器来消除。

5.4 地热开发的环境质量评价

目前世界各国开始重视地热开发利用中可能出现的环境污染问题,并开展环境质量评价工作。只有有效地控制和防止地热资源开发利用过程中可能引起的环境污染问题,才能使地热资源真正为人类造福。

5.4.1 环境质量评价内容

环境质量评价就是从人类生活、生存和发展出发,对人类活动产生的环境影响进行定性和定量的判断、解释和预

测。一个完整的环境质量评价应当包括对自然环境质量和人类社会环境质量要求两个方面。

自然环境质量评价可分为物理、化学及生物评价三个部分。地热开发利用中,除了会对自然界水文、地质、地貌等条件带来影响外,对物理环境质量的影响主要是地热水的热污染和地面沉降问题。

社会环境质量是指环境与经济、文化、伦理道德以及美学等方面的关系,各地区经济、社会发展程度不同,其社会环境质量也不相同。

5.4.2 环境质量评价方法

根据环境(包括污染源)调查与监测资料的系统综合分析,采用环境质量指数对一个地区的环境质量进行定量的描述。其程序如图 7.8-9 所示。



图 7.8-9 区域环境质量现状评价程序框图

(1) 环境质量现状的调查。在进行区域环境质量评价时,首先要调查环境背景特征,确定本地区环境中污染物的背景值,设计监测网络系统。环境背景特征包括自然环境背景特征和社会环境背景特征。自然环境背景特征通常是指地质、地理、地形、地貌、水文、土壤、植被等情况;社会环境背景特征是指人口、经济结构、资源、能源、城乡建设等状况。环境中污染物的背景值是一个地区受人为污染程度的重要基础数据,如环境质量指数等。根据这些数据就可选用适当的数学模型,定量评价区域环境的污染程度。

(2) 环境质量指数。环境质量指数为

$$I_i = \frac{C_i}{S_i} \quad (7.8-8)$$

式中: I_i 为某污染物的等标系数 (I_i 又称为环境质量指数系统中的分指数); C_i 为某污染物的实测浓度; S_i 为某污染物的标准浓度。

5.4.3 环境质量的指标

(1) 环境质量参数的选择。环境质量参数的选择主要依据环境评价的目的和环境结构功能特点。选定的评价参数不但要具有代表性,而且要切实可行。同时应注意到某些互为因果关系的参数的筛选。一般在地热开发利用环境质量评价中所选择的参数包括矿化度、总固形物、砷、镉、汞、铅、铬、铁、锰、铜、铝、氨氮、酚、氟化物、氯化物、溴化物、氰化物、硫酸根、硅酸和偏硅酸、总硫化物及放射性元素镭等。

(2) 环境质量评价标准。目前对于地热开发利用项目的评价国家尚未制定具体的地热环境质量标准,因此可参照相应的大气和地表水水质评价标准,如国家饮用水水质标准、农

田灌溉水质标准、渔业用水水质标准、地表水中有毒物质最高允许浓度标准及医疗矿泉水标准等。

(3) 环境质量的综合指数。综合指数能够更准确地反映环境的质量。综合指数可以采用三种办法计算,即加权平均法、均权迭加法 and 乘积值法,应根据具体情况加以选择。

(4) 环境质量分级。环境质量分级主要根据评价的目的和实际出现的污染问题,在综合分析已有的调查资料基础上,采用多学科相结合的方法,确定与环境污染程度有密切关系的环境质量综合指数,然后进行初步的环境质量分级。但是环境质量分级的指标应该在环境质量管理的过程中不断地修正,使之最客观地反映环境质量状况。

总之,对于计划开展的地热资源的综合利用工程项目必须采用有效的环境保护措施;对于已经开发利用地热资源的工程项目必须建立相应的环境质量监测系统,定期进行全面系统的环境污染状况调查,并结合我国目前已制定的环境质量标准,做出科学的评价,为各级政府和环保部门提供依据。

6 地热电站的经济性分析

经济活动中的经济性分析有两个相关的目的:①决定何种途径值得推行;②在几种可能的途径中确定最优化途径。这两个目的都与经济决策相关。通常决策来自对诸种因素的判断,其中包括经济分析的结果。经济分析提供的基本信息,在有系统有组织的机构中能产生重要影响。但要说明的是,分析和决策是两回事,经济分析能帮助决策,但不能代替决策。

本节涉及从概念到商业化的新技术研究开发全过程中应用的几种经济分析方法。虽然分析方法因具体应用而有所不同,但最终都参与决策,并使达到资源最合理利用的目的。用于其他技术领域的分析方法也可用于地热能。本节内容基本参照《地热和地热发电技术指南》对此作简要的介绍。

6.1 基本概念和术语

理解经济分析的基础是时间与货币之间的关系。眼前可用的资金总额比未来的同等总额更有价值。货币因时间而增值,随着时间推移,货币就会贬值。

在很多经济分析中使用寿命周期成本计算。这种成本计算包括了投资项目从始至终全部成本和投入的分析。对于一个地热开发项目,从勘探费用开始,继而现场开发和电站的造价、运行费用以及税金,最后工程寿命终结为废品处理和残值回收。这些费用和收入按年排列形成现金流量,如流程中加入贴现率,便成为贴现现金流量。可用式(7.8-9)表示

$$A = \sum_{N=0}^{\infty} [1/(1+i)^N] C_{(N)} \quad (7.8-9)$$

式中: A 为在参照期的累积值; $C_{(N)}$ 为在 (N) 期的现金流量; a 为初期; b 为末期; (a 和 b 必须从参照期算起); i 为贴现率; N 为期数 (通常 N 以年计, i 即为年利率)。

式(7.8-9)中涉及的几个术语分别介绍如下:

(1) 现值。表示现金流量中当年的价值。式中参照期如果为当年,则 A 为现值。

(2) 现值因数。即为式中的 $[1/(1+i)^N]$ 。

(3) 未来值。指今后数年内分期支付的值。

(4) 净现值。指贴现现金流量中的现值,通常包括收入和成本。

(5) 内部利润率。指投资权益的收益,也就是投资成

本与净收入相等时的贴现率 i 。

(6) 实际利率。在许多分析法中,贴现率即为实际利率。

(7) 增支成本。指超过既定成本使投资项目继续进行的成本。

(8) 基元。指参照年的美元常值。

与地热开发相关的成本和收入期限往往长达 40 年甚至更长。典型情况是,勘探、热储开发、电站建设等基建投资发生在发电之前的数年间,发电以后还有多年的运行费用和售电收入。表 7.8-4 为萨尔瓦多的阿瓦查潘 (Ahuachapán) 地热工程的现金流程。

表 7.8-4 阿瓦查潘地热工程寿命周期逐年现金流程

年份	基建投资 (百万美元)	运行费用 (百万美元)	发电量 (百万 kWh)	备 注
1965	1.6			勘探钻井
1970	1.9			保钻
1972	3.1			地热田开发和安 装 1、2 号机组
1973	6.2			
1974	13.0			
1975	12.3	0.1	72	1 号机组投入 运行
1976	15.4	0.5	279	2 号机组完成
1977	2.4	0.8	400	排污沟等现场开 发工程完成和安 装 3 号机组
1978	12.3	0.8	418	
1979	15.4	1.0	418	3 号机组完成
1980	4.4	1.0	494	
1981		1.0	662	
1982~ 1998		1.0	662	
1999		1.0	662	1 号机组关闭
2000		0.8	453	2 号机组关闭
2001		0.5	264	
2002		0.5	264	
2003		0.5	264	
2004		0.5	264	3 号机组关闭

6.2 经济性分析方法

6.2.1 净现值法

净现值法是应用较多的一种方法。投资的净现值决定于现金流量贴现分析。贴现率和现金流量是指定的。为了便于分析,收入为正值,成本为负值。如净现值为正,则投资利润率高于贴现率;如为负值,则利润率较低;因此,对于投资者来说,以追求最大净现值来投资项目,这样才能获得最高的收益。表 7.8-5 为净现值分析法的一个示例。

表 7.8-5 净现值分析法

项 目	0 年	1 年	2 年	3 年	总现值
现值因数 ($i=10\%$)	1	0.9091	0.8264	0.7513	
收入 (美元)	0	200	200	200	
现值 (美元)	0	182.82	165.28	150.26	498.36

续表

项 目	0 年	1 年	2 年	3 年	总现值
成本 (美元)	200	100.00	100.00	100.00	
现值 (美元)	200	90.91	82.64	75.13	-448.68
净现值 (美元)					48.68

6.2.2 单位成本法

净现值分析法中的变式常用来决定能量生产的单位成本。能量的单位成本是各种能量形式进行比较的最常用的尺度。

能量生产的单位成本可由式 (7.8-10) 算出

$$UC = \frac{\sum_{N=1}^{\infty} PW(N) [Cap(N) + Exp(N) + Taxes(N)]}{\sum_{N=1}^{\infty} PW(N) [\text{能源产量}(N)]} \quad (7.8-10)$$

式中: $PW(N)$ 为在第 N 年中的现值因数; $Cap(N)$ 为在第 N 年中的投资; $Exp(N)$ 为在第 N 年中的现金费用; $Taxes(N)$ 为在第 N 年中支付的税金; 能源产量 (N) 为在第 N 年中能量生产的单位数; ∞ 为投资项目的经济寿命 (以年计); UC 为投资项目寿命期间的单位能量成本。

6.2.3 内部利润率法

内部利润率法也是一种通用的投资评级方法。投资、成本和收入必须是投资项目寿命期间的总数。为了对收入进行预算, 必须预测市场价格和投资项目寿命期间的产量。内部利润率即为投资现值等于净收入现值时的贴现率 i , 用式 (7.8-4) 表示如下

$$\sum_{N=0}^{\infty} PW(N) [\text{投资}(N)] = \sum_{N=0}^{\infty} PW(N) [\text{净收入}(N)] \quad (7.8-11)$$

式中: $PW(N) = [1/(1+i)]^N$; a 为投资初期; ∞ 为电站运行的终期。

6.2.4 回收期法

回收期法现在常用来描述投资的相对有利程度。其简单定义为回收投资的现金支出所需的时间长短。回收期法不考虑货币的时间价值, 不考虑回收期后的收益, 也不考虑投资机会的全部获利能力。一般来说工商业最满意的回收期为 2~5 年。

6.2.5 效益-成本法

效益-成本法常应用于河流流域开发的成本对防洪、开垦、航运和发电的效益分析。效益-成本法与净现值法相似, 只不过前者为比率, 而后者为差额。即:

净现值 = 现值效益 - 现值成本

效益-成本比率 = 现值效益 / 现值成本

6.3 地热电站敏感性分析

根据热能转换特点, 地热流体温度越高, 蒸汽占的比重越大, 热效率和经济性就越高。因此寻找高温干蒸汽的地热资源来发电为最好, 对热水资源也应具有较高温度。如日本曾提出地热发电的经济温度要 150℃ 以上, 而美国则提出 200℃ 才有经济价值。即在此温度下地热发电成本才能与烧煤、烧油的火力发电厂和核电站竞争。但随着化石燃料价格的提高, 及地热发电技术的发展, 地热发电的经济温度将随之降低。

由于地热电站的电力生产过程不需要消耗燃料, 因此地

热电站的发电成本主要取决于电站的全部投资费用。它包括电站设备、地热井、地热流体输送以及地热资源的开采等。就美国技术水平而言, 地热电站的经济容量为 100MW, 在该容量下每千瓦投资费用最低, 如图 7.8-10 所示。日本则提出 200MW 为最佳经济容量。

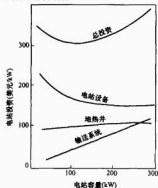


图 7.8-10 地热电站经济容量

以下介绍几种地热电站的影响因素。

(1) 井口温度。发电成本与井口温度成反比, 有数据表明, 井口温度与环境之差从 125℃ 升高到 225℃, 发电成本几乎可以减少为 1/3。

(2) 流量。发电成本还与流量成反比, 流量对发电成本的重要性主要体现在当温度为常数时, 井的发电量与流量成正比。此外, 流量大可以大大减少地热井数量, 减少管道成本。

(3) 井的成本。其他条件相等时, 发电成本与地热井的成本直接相关。对于资源质量较低的地热井, 其成本影响更为显著, 由于温度和流量很大程度上取决于自然条件, 因此地热井的成本可能是评价地热资源经济最重要的决定因素。

(4) 电站容量。最佳电站容量代表一种在流体输送成本与电站造价之间的优化匹配, 因为大的电站需要较多的地热井, 随着容量增大, 流体输送成本也增大。

(5) 转换效率。转换效率的提高与所需地热流量的减少成正比。特别是低温地热资源的发电成本中, 能量供应成本占有较大的份额, 因此提高转换效率对于降低成本特别有效。

(6) 负荷系数。一般来说, 负荷系数降低会使发电成本迅速提高, 因此, 必须尽可能地提高负荷系数。

6.4 地热发电成本概论

虽然地热发电只能采用比常规火力发电低得多的汽压和汽温, 但是因为地热能的廉价, 可以完全抵消低压低温蒸汽参数所引起的技术上的不利条件, 保证了地热发电成本的低廉。对地热发电成本的理论估算可从两个方面来分析: 一是理论固定成本; 二是理论生产成本。

6.4.1 地热发电的理论固定成本

- (1) 勘探成本。
- (2) 钻井成本。
- (3) 井口设备和地热田管网。
- (4) 电站、厂房和冷却水设施。
- (5) 生产井的数目和成本。

通过以上五个方面的计算, 可以得出地热发电每千瓦的固定成本。

6.4.2 地热发电的理论生产成本

(1) 假定：对年运行率、电站可用寿命、生产井寿命、利率作一些保守的假设。

(2) 运行、检修和维护。

(3) 为适应更新井所产生的变动。

通过以上三个方面的计算，可以得出地热发电发 1kWh 的生产成本。

6.4.3 地热发电的实际成本

(1) 美国盖瑟斯：地热蒸汽压力为 8 个大气压，温度 179℃，单机容量 55MW，电站效率 15.5%~16.3%，厂用

电率 3.7%，发电成本比较如下：地热电 1.7 美分/kWh，核电 2.3 美分/kWh、煤电 2.9 美分/kWh、油电 4.5 美分/kWh，因此盖瑟斯干蒸汽地热发电具有较高的经济性和商业竞争力。

(2) 西藏羊八井：据电力部门提供的资料，西藏羊八井第一台 1MW 机组，温度为 120℃ 时，电站效率可达 4%~4.5%，厂用电率 20%~25%，比以往 100℃ 以下地热水发电效率 1.5%~2.5% 要高得多，经济性显著提高；1982 年增加两台 3MW 机组后，输送到拉萨的地热电成本为 0.08~0.1 元/kWh。

参考文献

- [1] 蔡义汉. 地热直接利用. 天津: 天津大学出版社, 2004.
- [2] 刘时彬. 地热资源及其开发利用和保护. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [3] 吴治坚. 新能源和可再生能源的利用. 北京: 机械工业出版社, 2006.
- [4] 汪集旻, 等. 地热利用技术. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [5] 陈肇夏. 大地的气息—火山、温泉和地热. 台北: 阳明山国家公园管理处, 1994.
- [6] 郑克桢. 中国地热勘查开发 100 例. 北京: 地质出版社, 2005.
- [7] 廖志杰, 赵平. 滇藏地热带—地热资源和典型地热系统. 北京: 科学出版社, 1999.
- [8] 汪集旻, 熊亮萍, 庞忠和. 中低温对流型地热系统. 北京: 科学出版社, 1993.
- [9] (美) Joseph Kestin. 地热和地热发电技术指南. 西藏地热工程处译. 北京: 水利电力出版社, 1988.
- [10] 西藏自治区水利电力厅地热工程处. 羊八井地热电站研究. 重庆: 科学技术文献出版社, 1983.
- [11] (英) H. Christopher, H. Arnstead. 地热能. 水利电力部科学研究所电力室, 等. 译. 北京: 科学出版社, 1978.
- [12] 吴治坚, 李颂哲. 多级闪蒸系统地热发电最佳参数确定//全国地热学术会议论文选集编辑组. 全国地热学术会议论文集. 北京: 科学出版社, 1984, 159-168.
- [13] 庞忠和, 等. 工程热力学. 北京: 人民教育出版社, 1982.
- [14] 重庆大学热力发电厂教研组. 热力发电厂. 北京: 电力工业出版社, 1981.
- [15] 蒋滋康. 蒸汽轮机//热工手册. 北京: 机械工业出版社, 2002.
- [16] B. Il. 勃留多夫. 汽轮机的凝汽设备. 龚家彪, 等. 译. 北京: 中国工业出版社, 1961.
- [17] (德) Schmidt E., Grigull U. 国际单位制的水和水蒸气性质. 赵亮颐, 译. 北京: 水利电力出版社, 1983.
- [18] 丁国良, 等. 制冷空调新工质. 上海: 上海交通大学出版社, 2003.
- [19] 卢嘉锡. 高技术百科全书: 新能源. 福建: 福建人民出版社, 1994.
- [20] 天津大学电力及自动化系热工教研室地热发电组. 地下热水发电. 北京: 科学出版社, 1975.
- [21] 曹德胜, 史琳. 制冷剂使用手册. 北京: 冶金工业出版社, 2003.
- [22] 丁国良, 张春路, 赵力. 制冷空调新工质—热物理性质的计算方法与实用图表. 上海: 上海交通大学出版社, 2003.
- [23] 周念沪. 地热资源开发利用实务全书. 北京: 中国地质科学出版社, 2005.
- [24] 宾德智. 全国地热资源概况//中国矿业联合会地热开发管理委员会编印. “21 世纪中国地热可持续发展”会议论文集. 2000. 1.
- [25] 罗国强. 多级扩容地热电站参数优化设计//中国电机工程学会地热发电专业委员会刘志江, 韩升良. 地热发电学术研讨会论文集. 西安: 能源部西安热工研究所, 1993, 3.
- [26] 杨继湘, 李颂哲. 小型地热发电机组运行发电及经济分析//中国机械工程学会, 等. 地热发电技术研讨会论文集. 上海: 上海发电设备成套设计研究所, 1988, 9, 205-219.
- [27] 徐名彪, 罗楚豪, 李颂哲. 广东省丰顺县地热资源及地热电站//太阳能学报. 1995, 16(1): 121-124.
- [28] 李新国, 译. 地热井泵. 地热能, 1999, (3): 5-13.
- [29] 李波, 梁丽娜. 地热水除铁除锰工艺研究. 环境保护科学, 2001, 27(104): 21-22.
- [30] 孟宪强译. 地热管道. 地热能, 1999(6): 4-13.
- [31] 张林, 张咏梅, 等. 地热开发利用的环境质量评价. 城市环境与城市生态, 1997, 10(1): 48-50.
- [32] 申建梅, 陈宗宇, 等. 地热开发利用过程中的环境效应及环境保护. 地球学报, 1998, 19(4): 402-408.
- [33] 马桂秋, 译. 地热开发与环境保护. 地热能, 1997, (4): 8-13.
- [34] Wang J. et al. 1996, Geothermics in China, China Seismological Press, Beijing.
- [35] Ronald DiPippo. Geothermal Energy as a Source of Electricity, Washington, D. C.; U. S. Government Printing Office, 1980.
- [36] Wu Zhijian, Boehm R F. Evaluation of Tube Enhancement for Geothermal Generation Heat Exchangers, Applied Energy, 1984, 17 (3): 191-215.
- [37] Ruggero Bertami. World Geothermal Generation 2001 ~ 2005; State of the Art. In: Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24 ~ 29 April 2005.
- [38] Xiangmin Liu, Yanzhou Shi. Summary of Geothermal Power Generation Engineering Technology in China. In: Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24 ~ 29 April 2005.
- [39] Moshe Taghaddosi. Thermodynamic Modeling for Combined ORC (Organic Rankine Cycle) and Single-Flash Geothermal Power Plants. In: Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24 ~ 29 April 2005.
- [40] Ryokichi Hasmizume et al. Study of Hot Dry Rock Geothermal Power Plant in The Kansai Area. In: Proceedings of the Geothermal World Congress, 1995-3-8 to 31, Florence, Italy.
- [41] Austin A I, Lundberg A W. Power Generation from Geothermal Hot Water Deposits. Geothermal Energy, 1976, 4(5).
- [42] O' Sullivan, M. J., Pruess, K., Lippmann, M. J., 2001, State of the art of geothermal reservoir simulation, Geothermics, v30, 395-429.
- [43] Pang, Z., & A. H. Truesdell (Guest Editors), 2005, Preface to the set of papers on "Isotope and Hydrochemical Techniques Applied to Geothermal Systems" Geothermics 34, 440-441.

- [44] Pang, Z., 2005, Isotope techniques and geothermal resources management, Proc. of World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey.
- [45] Thereska, J., & Pang, Z. (Eds.). (2004). Application of radiotracers in industry-a guidebook. International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, 281.

中国电气工程大典

第⑦卷

可再生能源发电工程

编辑出版人员名单

责任编辑（以姓氏笔画为序）

刘利军 郑晓萌 柳璐 曹慧

复审人员 杨元峰 姜萍

封面设计 郑小平 王英磊

版式设计 张秋雁

责任校对 罗凤贤 丁秋慧

责任印制 甄茁